الحماية الكهربائية

-كما لم تسمع بها من قبل-

إعداد : المهندس معتز الفيومي

Motaz Al-Fayomi | MF Training & Consulting | 009627 515 9787 | MF Training & Consulting | motaz.fayomi@yahoo,com

بسم الله الرحمن الرحيم

هذا الكتاب وقف لله تعالى

إهداء

إلى أبي وأمي الذين لهم دور بالغ الأهمية في صنع حياتي وشخصيتي ، والذي تعلمت منهم الجد والإجتهاد والمثابرة والعطاء اللامحدود ، أبي وأمي من جاعوا ليطعمونا ! ، ومن جاهدوا ليدرسونا في الجامعات ! ، فهم الوحيدون في العالم الذين يتمنون لنا أن نكون أفضل منهم ، أتعلموا يا والدي ؟ ، لو كل شخص له الحق في اختيار والديه لاخترتكم أنتم ،لأنني لن أجد من يشبهكم ، أشهد الله أنكم قد أديتم الرسالة ، فأنا ممتن جدا لكم...

الى زوجتي وشريكة حياتي ، فلن أنسى دعمك وتشجيعك المتواصل لي ، فكنت أول من أشار الي بالبدء بعمل صفحتي على الفيس بوك MF ،وأنت من صممت اللوجو الخاص به ، وأنت أول من أشار الي بالبدء بفتح قناة اليوتيوب ، وأول من أشار الي بالبدء بتجهيز الكتاب ،فكانت منك الفكرة ومني الجهد والعمل ، فجزاك الله عنا كل خير ...

أسال الله العظيم أن يتقبل هذا الكتاب كصدقة جارية عني وعن والدي وعائلتي .
ربنا آتنا في الدنيا حسنة ، وفي الأخرة حسنة وقنا عذاب النار

المقدمة

يحتوي هذا الكتب على خمسة فصول ، بدأنا فيها في تفاصيل محولات الجهد ، ومن ثم الفصل الثاني عن محولات التيار ، والفصل الثالث في مرحلات حماية زيادة التيار ، وفي الفصل الرابع شرحنا تفاصيل الحماية التفاضلية ، وانتهينا في الفصل الخامس بشرح تدريب عملي باستخدام جهاز CMC الخاص بأوميكرون لانتشاره الواسع في المشاريع ، وعدد صفحات هذا الكتاب قد تجاوز الألف صفحة بفضل من الله وحده .

لا أعتبر نفسي مؤلف لهذا الكتاب ، فالتأليف هو نتيجة عمل بحثي وتحقيق علمي مفصل، وإنما قمت فقط باعداد وتجميع معلومات مفرقة من عدة كتب وأبحاث وأوراق كما هي ، وربما قمت بالتعليق على بعضها من واقع خبرتنا في المشاريع ، أو عرض المعلومات بطريقة سردية قصصية ، وكأن أحد يتحدث إليك لتخفيف سطوة الجمود العلمي والأساليب التقليدية ، و حاولت اختيار المعلومات التي ممكن أن تفيد المهندسين في هذا المجال ،

يوصى بهذا الكتاب لمهندسي الاختبارات في مرحلة بناء محطة جديدة ، ومهندسي الصيانة والتشغيل لمحطات قائمة ، بالإضافة لمهندسي التصميم سواء كانوا من أصحاب الخبراء والمتمرسين أو المهندسين الجدد بالإضافة إلى طلاب الجامعات في مراحلهم النهائية ، للتعرف على سوق العمل بشكل أفضل وعملي.

و نأمل إن شاء الله أن يكون هذا الكتاب مرجع لحل كثير من مشاكل تطبيق الحمايات بشكل غير ملائم ، وأن يقوم بتهيئة المهندسين فعليا لسوق العمل بشكل جيد.

الفهرس

الفصل الأول :محولات الجهد

الفصل الثاني :محولات التيار

الفصل الثالث :مرحلات زيادة التيار

الفصل الرابع :الحماية التفاضلية

الفصل الخامس : تدريب عملي لكيفية استخدام أجهزة أوميكرون

1

الفصل الأول

محولات الجهد

محولات الجهد Voltage transformer

تستخدم محولات الجهد في المحطات الكهربائية للحصول على جهد منخفض بقيمة قياسية لتغذية دوائر الحماية أو القياس أو التحكم والتي تحتاج إلى جهد لتشغيلها وتكون هذه القيمة القياسية لل voltage transformer التي هي Rated voltage secondary إما 120 أو 115 أو 110 أو 100 فولت .

وعادة ما تستخدم 110 أو 100 فولت في أوروبا و120 و115 فولت في أمريكا وكندا.

وعادة تستخدم في أمريكا وكندا 120 فولت في Distribution system و 115فولت في Transmission system.

وأما مرحلات الحماية التي تحتاج إلى فولتية بشكل أساسي داخلة إليها فهي :

Over voltage /Under voltage , Over Frequency/Under , Frequency , Directional Over Current Directional Earth Fault and Distance relay.

وأما أجهزة القياس التي تحتاج أيضا إلى فولتية بشكل أساسي داخلة إليها، فهي :

Digital multi-function meter and Energy meter

وأما دوائر التحكم التي لا تعمل بدون وجود إشارات فولتية داخلة إليها، فهي دوائر :

load shedding , Synch check , AVR , ACCS , ABTS and ACSE

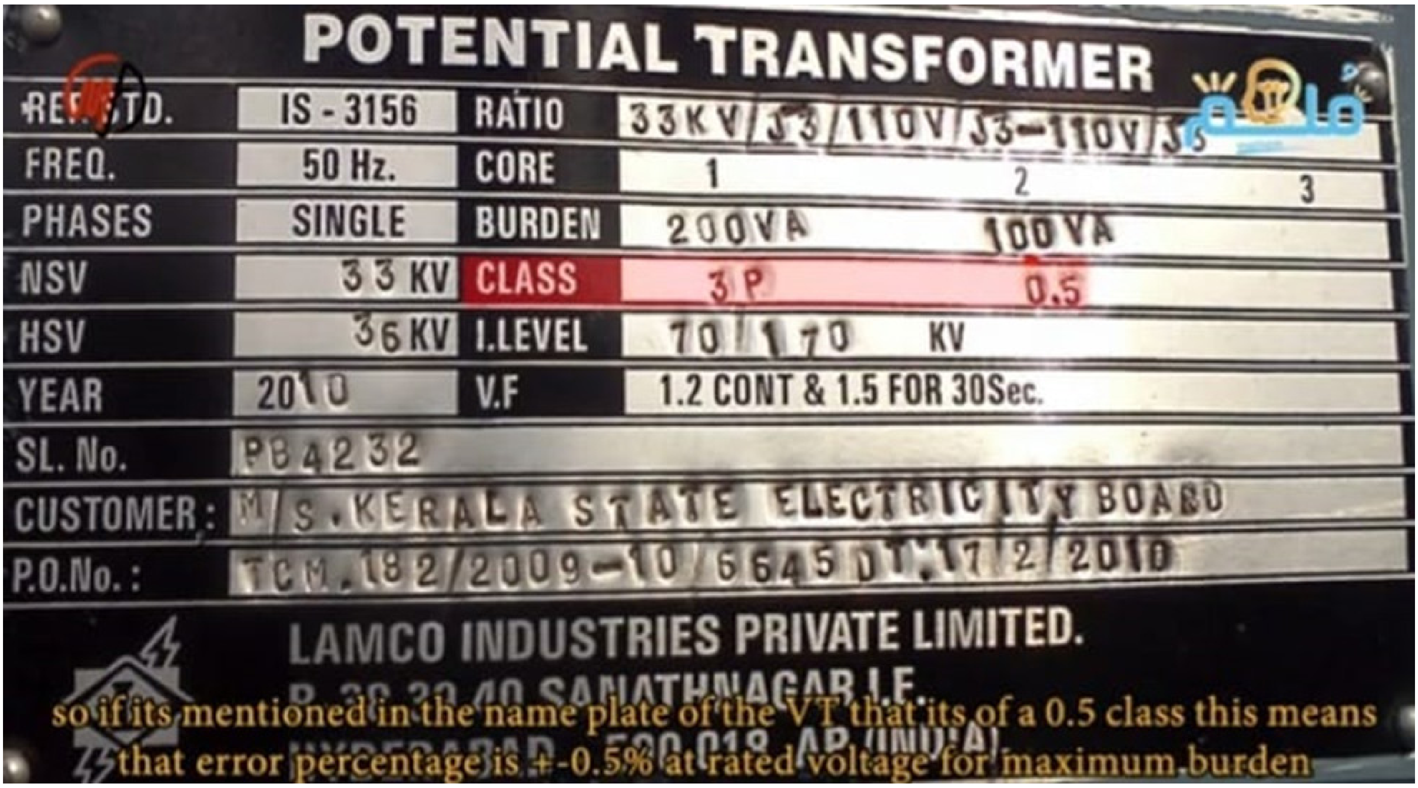
يمكن تصنيف محولات الجهد حسب الClass إلى قسمين :

- Metering VT
- Protection VT

حيث تمتاز Metering VT بدقة عالية في القياس ، فإذا ذكر في Name plate of the VT بأنه من نوع class 0.5 فهذا يعني أن نسبة الخطأ %0.5-+ من قيمة rated voltage عند أعلى burden مذكور في Name plate.

بينما يذكر حرف P إذا كان هذا VT يستخدم للحماية فيكون class المذكور فيه class 3P فنعلم أن هذا VT مستخدم للحماية ونسبة الخطأ فيه %3.0-+ من rated voltage عند أعلى burden.

ونلاحظ أنه كلما ارتفعت القيمة التي بجانب class كانت نسبة الخطأ المتوقعة أعلى ، وهذا يعني أنه أقل دقة .



محولات الجهد المستخدمة في الحماية والقياس والتحكم تختلف اختلافا كليا عن power transformer . مع أن مبدأ عمل المحولات واحد إلا أن هناك بعض الاختلافات. فمن بين الاختلافات أن القدرة المارة خلال Voltage Transformer قد لا تتجاوز عشرات الفولت أمبير، بينما تصل القدرة المارة خلال power transformer إلى ما يزيد عن 300MAV كما أن محولات الجهد لا تحتاج إلى تبريد ، بينما تحتاج power transformer إلى نظام تبريد متكامل لأن القدرة المارة خلاله عالية.

و من بين الاختلافات الحجم أيضا حيث حجم power transformer أكبر بكثير من حجم VT . كما انه يختص ال voltage transformer ب VT بينما Power Transformer ليس له أي اختصار، فلا يجوز أن أقول أن اختصار Power Transformer هو PT و اختصار voltage transformer هو VT

حيث يرمز لل Voltage transformer إما VT أو PT.

VT : Voltage Transformer

PT :Potential Transformer

وهناك ملاحظة هامة أنه مطلوب من محولات الجهد أن تنتج جهد ثانوي يماثل ويطابق قدر المستطاع لل primary voltage، وهذا يتطلب أن يكون voltage drop خلال VT أقل ما يمكن، بينما المطلوب من Power Tansformer أن يقوم بنقل power

من generation إلى transmission

أو من transmission إلى distribution

محولات التيار والجهد يمثلان بوابة الدخول إلى جهاز الحماية ، فمنهما تدخل إليه كافة الإشارات، وبالتالي فإن أي خطأ أو تشويه في هذه الإشارات يتسبب في خداع relay ويجعله يعمل بطريقة غير مناسبة ، و العيب طبعا هنا ليس في جهاز relay وإنما في الإشارات الداخلة إليه من CT أو ال VT ، جهازrelay لا يستطيع أن يتخذ أي قرار صحيح دون الحصول على معلومات حقيقية وتلامس الواقع والتي تصل إليه من خلال أفراده المخلصين CT و VT.

يوصف relay في أحد المراجع بأنه الحارس الصامت والعقل الكهربائي ، وهناك مراجع أخرى وصفت أجهزة relay بأنها قوى الأمن لأي نظام كهربائي للسيطرة على أي تمرد من شحنات short circuit current ، بل وعزلها بشكل سريع جدا قبل أن تتفاقم فتؤدي إلى دمار أكبر أو عدم إستقرارية في النظام الكهربائي ككل.

معلوم أن الكهرباء في بعض الدول تعتبر أمن قومي وانقطاعها قد يؤدي إلى فساد كبير. فعندما انقطعت الكهرباء في نيويورك عام 1977 نتيجة الصواعق الرعدية، أدى هذا الانقطاع إلى انتشار السرقة والنهب وإحراق الممتلكات. وعلى الرغم من حلول النهار، إلا أن اللصوص واصلوا عمليات السرقة والنهب، والموضوع حرفيا خرج عن السيطرة، وهناك فيلم وثائقي موجود على اليوتيوب اسمه أمريكا في الظلام يتحدث انقطاع الشبكة الكهربائية عن التغذية تابعوه لتعلموا مزيد من التفاصيل عن خطر انقطاع الكهرباء في الدول .

من هنا وجب العناية بأجهزة CT و VT التي هي
Current Transformer and voltage transformer والتأكد من دقة عملها لتجنب أي فصل غير صحيح ل relay ، وإلا فلا داعي لتطوير أجهزة relay طالما الإشارات الداخلة إليه غير سليمة.

لأن الجهود والتيارات في شبكات القوى الكهربائية عالية، فلا يمكن أن تدخل إلى جهاز relay بشكل مباشر، ولذا نستخدم أجهزة CT وVT لتخفيض قيم Current and Voltage بما يتلاءم مع جهاز relay.

يمكن تلخيص وظيفة CT و VT بشكل عام :

- أولا تخفيض قيم التيار والجهد إلى قيم صغيرة يمكن قياسها ب meters أو relays.
- ثانيا عزل الدوائر الموجودة في secondary side عن primary side لحماية العاملين والمعدات من الجهود العالية.

ومن الجدير بالذكر أن كل ما على primary side لـCT أو VT يسمى power circuit وكل ما هو على secondary side يسمى control circuit .

بعض شركات الكهرباء توزع أقسامها إلى :

- قسم اختبارات **Testing departments**، وهو المسؤول عن كل ما هو على primary side لـ CT أو VT مثل Circuit Breakers or Transformer ، Busbars

- قسم حماية **Protection departments** وهو المسؤول عن كل ما هو على Secondary side لـ CT أو VT.

واختلفوا فيما بينهم في المناطق الحدودية، فيكون CT وVT مسؤولية من ؟
واتفقوا أن يكون :

- CT من مسؤولية قسم الحماية .
- VT من مسؤولية قسم الاختبارات.

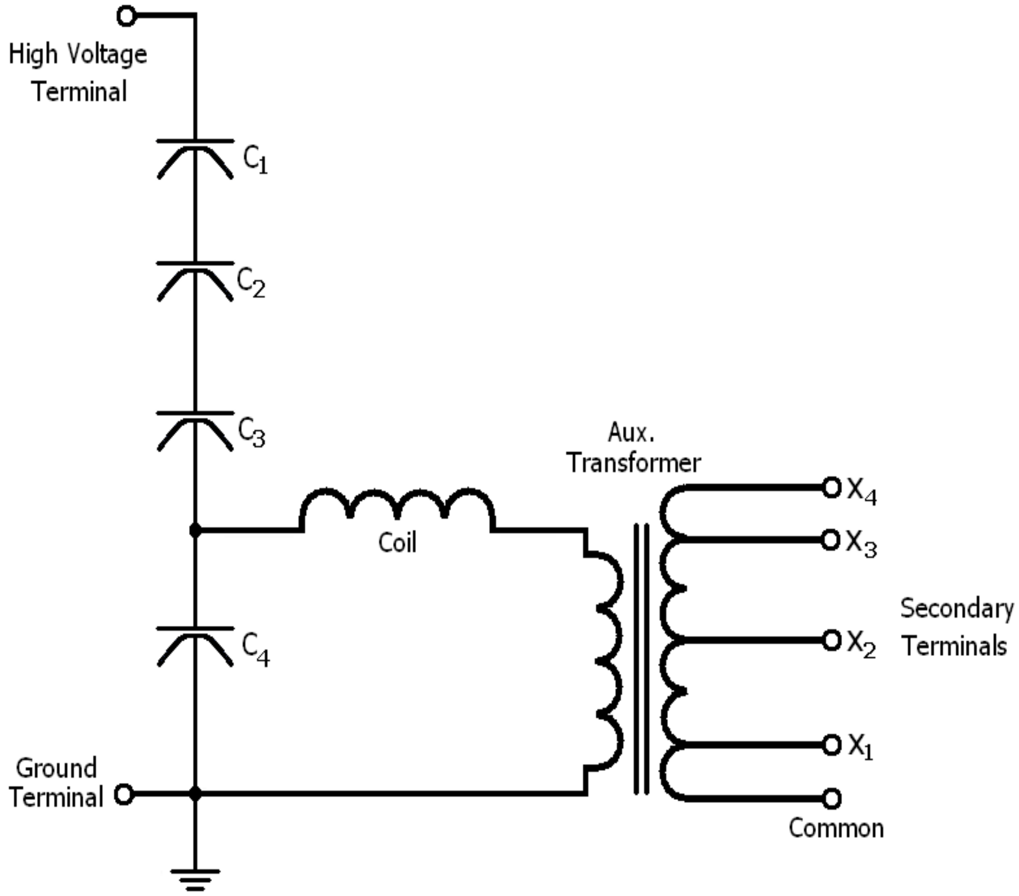
وكذلك الحال في شركات تصنيع أجهزة الاختبارات، فلديها أجهزة مختصة لفحص كل ما هو على Primary side وأجهزة مختصة لفحص كل ما هو على secondary side

يوجد نوعان أساسيان لمحولات الجهد:

- المحول التقليدي والذي يطلق عليه محول الجهد المغناطيسي magnetic voltage transformer أو inductive VT وتجاوزا يقال عنه VT ويستخدم في الجهود حتى 145kV.
- محول CVT – capacitor voltage transformer ويستخدم في حال الجهود الأعلى من 145kV. وقد يطلق عليها اسم CCTV وهي مأخوذة من Capacitance Coupled Voltage Transfomer

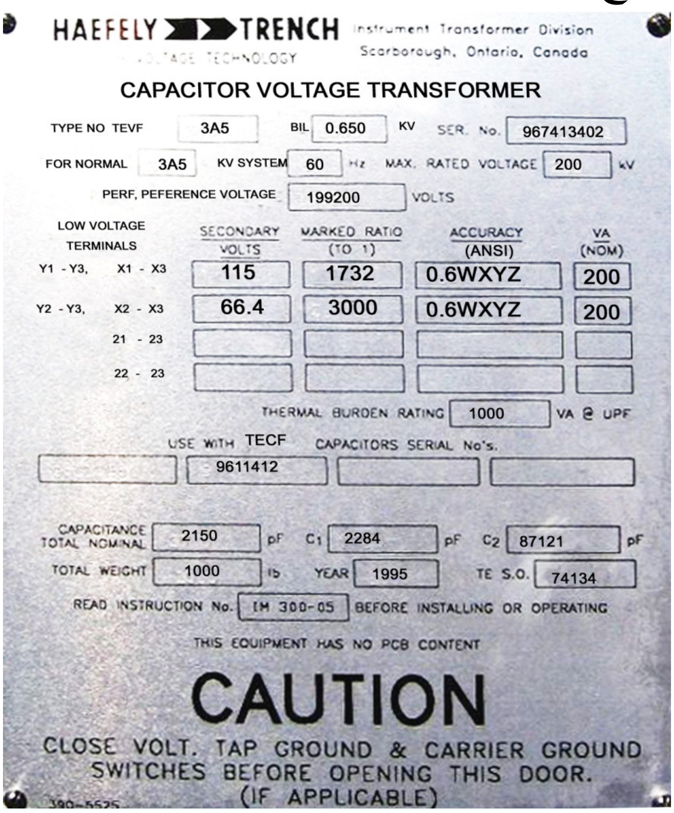
في حالة الجهود العالية يصبح استخدام VT التقليدي مكلف جدا ، وذلك لأن العزل سيكون عالي. وللتغلب على هذه المشكلة بطريقة اقتصادية يتم استخدام CVT والذي يستخدم فكرة ال capacitor divider لتقسيم الفولتيات العالية إلى فولتيات أقل واستخدام الفولتية القليلة ومن ثم تحويلها.

ويعيب هذا النوع من CVT هو وجود تشوه في شكل الموجة أكثر من VT العادي، وهذا شيء متوقع بسبب وجود المكثفات capacitors في الدارة، ولكن هناك طرق عديدة لعلاج هذه التشوهات في شكل الموجة وخاصة مع أجهزة digital relay الحديثة التي تستخدم تقنيات عديدة لاسترجاع شكل الموجة الأصلي بدون تأثير المكثفات.



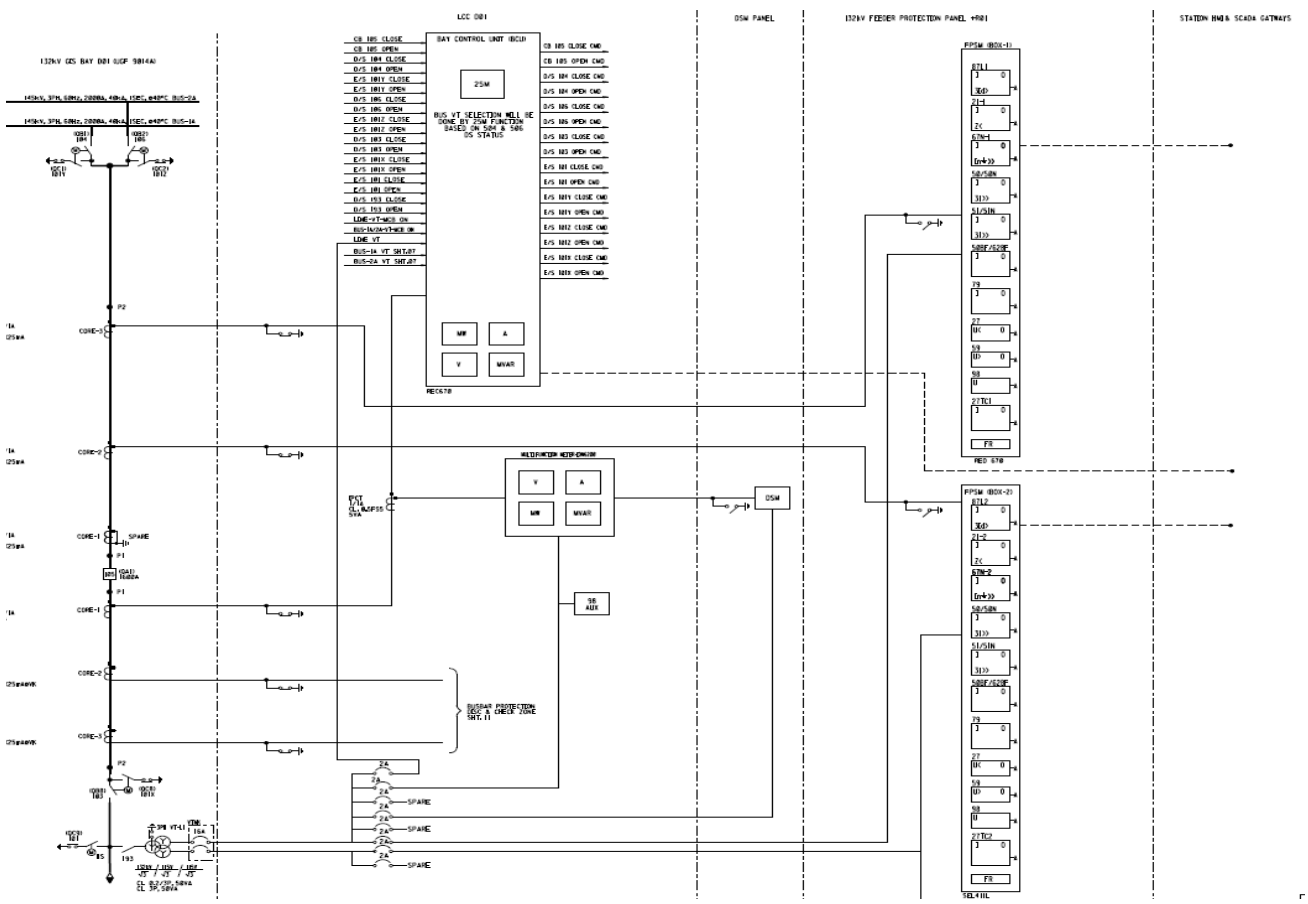
نلاحظ في هذه الصورة وجود مكثفات موصولة على التوالي والهدف من توصيل المكثفات على التوالي هو عمل voltage drop من خلالها , و نحتاج إلى عمل هذا ال voltage drop للوصول إلى فولتية متبقية و قليلة على C4 وهي التي نريد تحويلها من خلال VT.

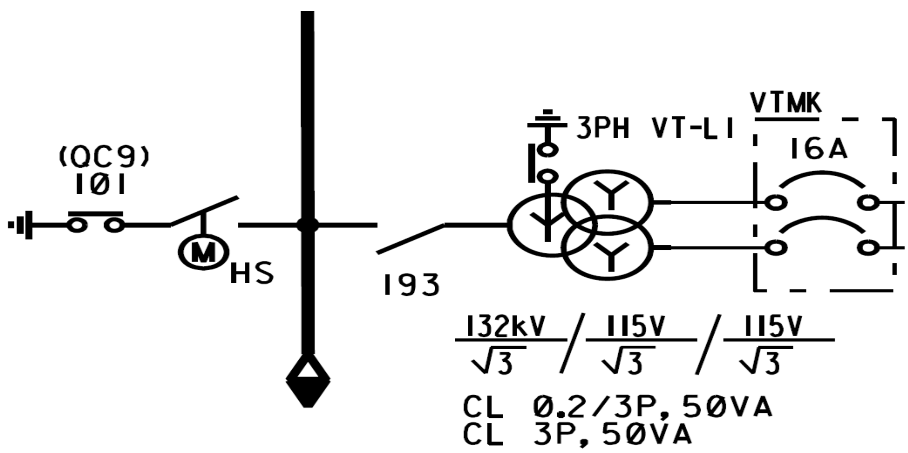
وبما أننا نحتاج إلى فولتية قليلة، فهذا يعني أننا نحتاج إلى impedance قليلة، وimpedance القليلة تحتاج إلى Capacitance قيمتها عالية , وهذا يعني أن قيمة C4 ستكون أكبر بكثير من قيم C3 و C2 وC1.



دراسة توصيلات الVT حسب مخططات ال SLD -Single Line Diagram-

يوجد عندي في هذا المخطط والذي هو من نوع Double bus with one CB، أنه موصلة عليه VT على التوازي طبعا من خلال handle disconnector ورقمه هنا 193. يتكون هذا VT من two windings أحدهما يستخدم للحماية والقياس معا ، و الذي هو one winding ، والآخر يستخدم للحماية فقط , ويوضع MCB 16A كما هو ظاهر داخل VT MK بهدف حماية هذا VT من أي حمل مفاجئ أو حدوث ماس كهربائي في الملفات أو أي جهود عابرة قد تحدث على secondary side ل VT.





لماذا تم اختيار MCB Rated current داخل VT MK تساوي 16 امبير ؟مع العلم أن قيمة التيار المتوقعة على VT secondary تساوي 0.753A فقط !
50VA/(115/root(3))=0.753A

وذلك لأن تصميم سعة القاطع لا يتم بناءا على قيمة تيار الحمل فحسب , وإنما يعتمد على VT winding و على thermal limit output والتي تنتج عند اختبار الType test , بمعنى أن Burden عند thermal limit output سوف يساوي 400VA ، وعند قسمة هذا الBurden على phase voltage والذي يساوي 110 على جذر الثلاث سوف يكون قيمة التيار الناتج هو 6.3 امبير .

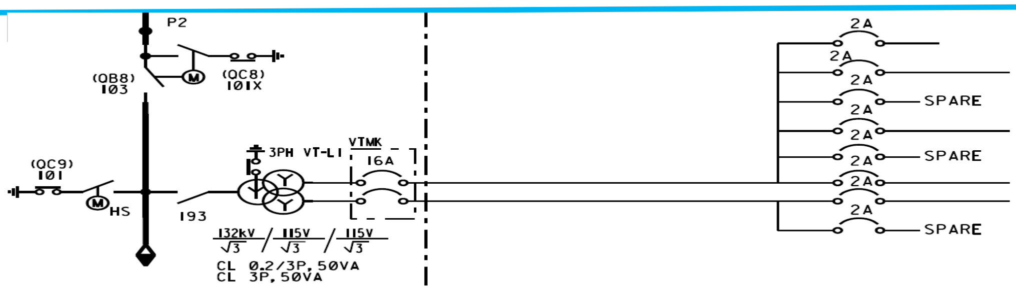
ومن الbest practices وجد أن سعة القاطع يجب أن تكون 6.3 مضروبة بعامل أمان 2.5 فتكون النتيجة 15.75A ، وعليه تم اختيار الMCB rated current هو 16 امبير .

الذي تم شرحه هو لVT 132KV/110V الخاص بABB او hyosung ، مع العلم أن VT الخاص بschneider electric لنفس النظام يستخدم MCB rated current قيمته 4 امبير فقط.

أما الفرق بين rated thermal burden و rated burden لمحول الجهد فهو كما يلي:

بالنسبة لRated burden:
الهدف منه هو تحديد القيمة القصوى للburden المركب على طرف محول الجهد الثانوي لضمان دقة القياس المطلوبه (accuracy) وفقا للمواصفات الفنيه المذكورة على Nam-plate.

بينما Rated thermal burden:
فهو يمثل أعلى burden يمكن توصيلة بمحول الجهد دون التسبب بأي ارتفاع للحرارة او تلف للملفات... مع الاشارة الى تخطي حدود الدقة المذكورة في حال تجاوز قيمة rated burden.

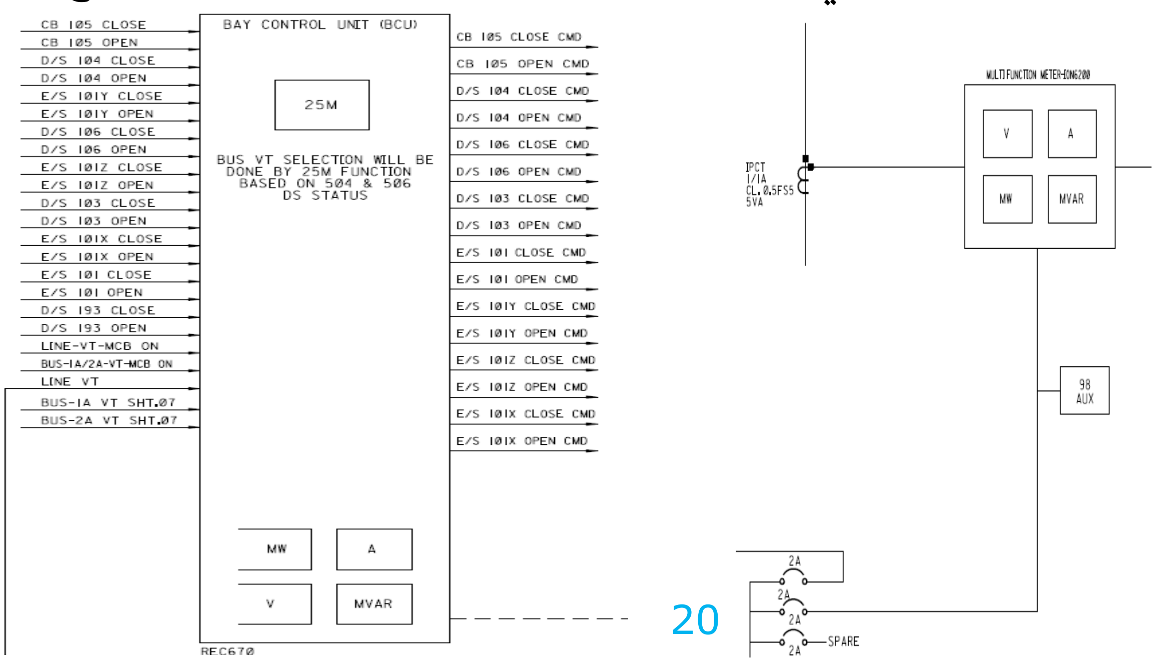


بعد هذا MCB الرئيسي الموجود داخل الVT MKيتم توزيع الجهود الى أماكنها المناسبة من خلال MCB's فرعية 2A، لاحظ أن Winding one وهو الذي بالأعلى CL 0.2/3P تتوزع الفولتية منه الى ستة أماكن، و يوضع اثنان منهم spare لتستخدم في المستقبل.

ولاحظ أن MCB rating بهم هنا هو 2A فقط، فدائما rating الخاص ب MCB الرئيسي يجب أن يكون أعلى من rating الخاص ب MCB الفرعي.

نلاحظ أن أول MCB ذاهب إلى Bay Contol Unit -BCU- لهدفين الأول هو القياس ، والثاني التحكم حيث يتم استخدام هذه الفولتية للسماح بإغلاق circuit breaker من خلال syncroCheck الموجود داخل الBCU والذي يكون مبدأ عمله من خلال مقارنة فولتيتين ، إذن sync check يحتاج الى two voltages ليتم المقارنة بينهم للسماح circuit breaker بالإغلاق والتي هي فولتية ال line القادمة من Line VT وفولتية الbusbar القادمة من Bus VT. حيث من الخطير إغلاق circuit breaker على فولتيات مختلفة وهذا هو مفهوم الFault أصلا. فعندما نقول أنه حدث phase to phase fault فهذا يعني حدوث اتصال بين فولتيتين مختلفتين فولتية ال red مثلا و فولتية الyellow.

يقوم -25- synchro check بعمل مقارنة قيم ال**magnitude** و**phase angle** و **frequency** بين هاتين الفولتيتين التي يجب أن تتطابق نوعا ما ، فاذا تطابقت يسمح ب CB بعدها



أما مسار الفولتية الثاني هو الذي يذهب إلى 98 ، و 98 هنا هو under voltage relay أو ممكن أن نسميه VT fuse failure والتي تستخدم لعمل interlock لمنع إغلاق earth switch ، حيث وجودfuse fail قد يخدع BCU فيظن أنه لا يوجد فولتية على الline ! ، بينما الفولتية موجود فعليا ولكن المشكلة في VT seconday circuit فقط والتي لم تجعل الفولتية تصل الى BCU ، فيسمح حينها بإغلاق earth switch وإغلاق earth switch على فولتية خطير ،وهو نوع من أنواع الأعطال يسمى ب
3-phase to earth ، و تم استخدام إشارة 98 أيضا لمنع إغلاق earth switch في محطة الطرف الأخر البعيدة والتي تسمى ب remote end subsation .

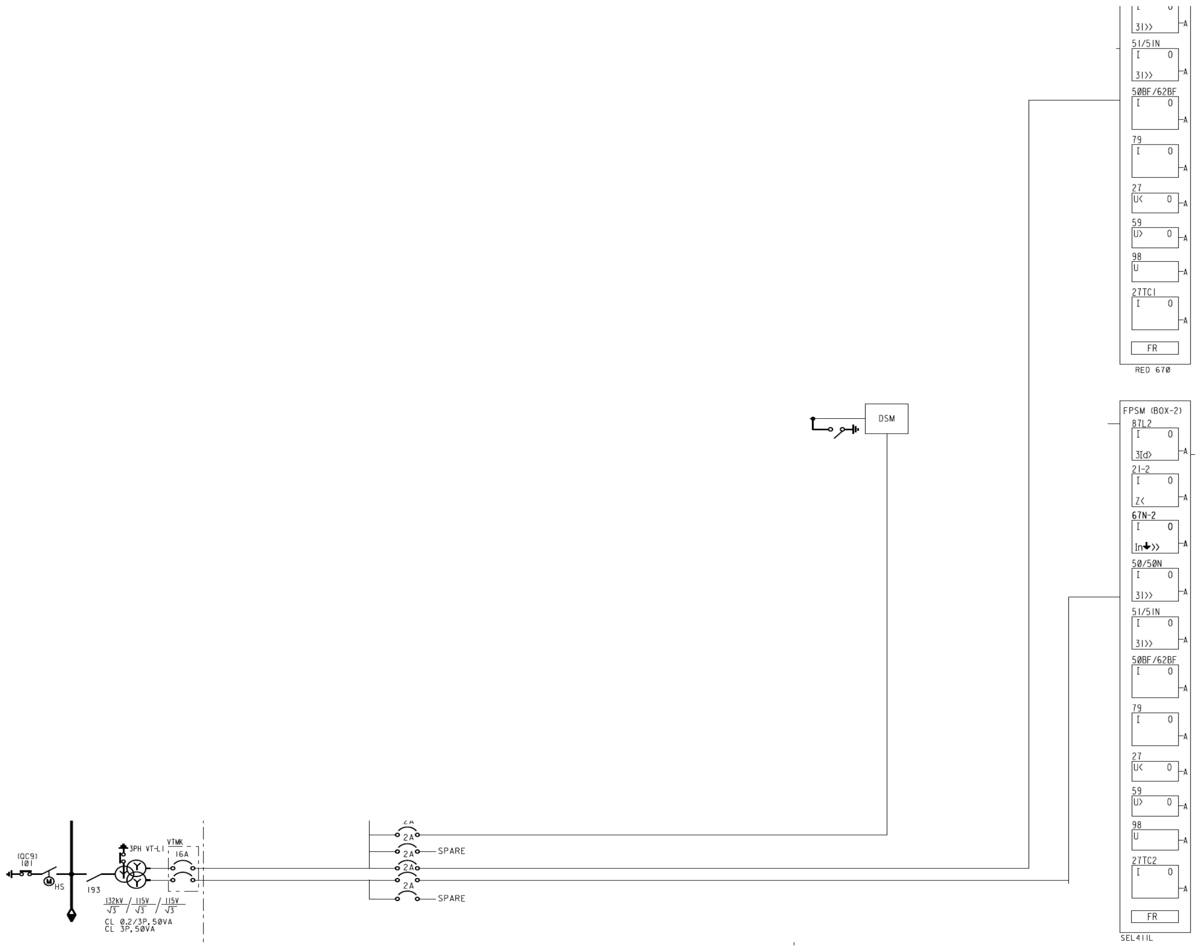
ويتم أخذ هذه الإشارة من protection relay وإرسالها إلى المحطة الثانية من خلال fiberoptic مباشرة أو من خلال نظام الاتصالات المستخدم في المحطة لمنع إشتغال earth switch هناك لتجنب حدوث أي تشغيل خاطئ earth switch على وجود فولتية.

ومن الجدير بالذكر أنه يصعب ارسال نفس هذه الإشارة لعمل Interlock بين Switchger و RMU-Ring main unit- لمنع اغلاق SWGR -CB عندما يكون RMU-ES في وضع مغلق , أو منع اغلاق RMU-ES عندما يكون الخط شغال , وذلك لأن نظام الاتصالات المستخدم في RMU يعتمد بشكل أساسي على التغذية القادمة من SWGR , فاذا انقطعت التغذية فإن UPS يعمل لساعات معدودة فقط ومن ثم لا استطيع الحصول على وضعيات الRMU ES بسبب عدم وجود نظام نقل معلومات فعال حينها , وافضل خيار هنا هو استخدام Mecanical keys Interlock بينهما .

المسار الرابع هي الذاهبة الى DSM وهذه DSM هي (Dynamic System Monitoring) وقد تسمى ايضا في محطات أخرى بإسم FMS أي Fault Monitoring System لعمل مراقبة دائمة لقيم الفولتية وتخزينها والرجوع إليها في حالة الأعطال لمعرفة سلوك الفولتية لفترة قبل حدوث العطل.

أما المسار السادس فيستخدم فيdistance وdirectional earth fault في الحماية الرئيسية الأولى .

أما المسار الأول من winding 2 فيستخدم فيdistance وdirectional earth fault في الحماية الرئيسية الثانية , لاحظت أننا ذكرنا حماية رئيسية ثانية ولم نقل حماية احتياطية , وذلك للدلالة أن كل حماية مستقلة تماما عن الأخرى .
نلاحظ هنا أن الحماية الرئيسية الأولى تأخذ الفولتية من winding 1 والحماية الرئيسية الثانية تأخذ الفولتية من winding 2 حتى تكون كل حماية مستقلة بشكل كامل , حيث لو كانت كلا الحماتين تعتمد على نفس ال Winding وحدث له أي عطل , فإن كلا الحمايتين سوف تتأثر به



كيف نميز أسلاك الVTعن غيرها من الأسلاك داخل لوحات الحماية والتحكم ؟

لمعرفة ذلك دعونا نعطيكم نبذة صغيرة عن انواع وألوان الأسلاك داخل اللوحات في المحطات الكهربائية .

Wires Type

- External wires

وتسمى ايضا بإسم Interconnection wires وتكون خارجة من ال panel ، فتكون من panel إلى panel أو منGIS إلى Protection/LCC Panel مثلا

- Internal wires

أن تكون في داخلpanel نفسها من TB إلى relay مثلا

أنواع wires في داخل panel هي :

1-DC supply wires

2-DC control wires

3-CT \ VT wires

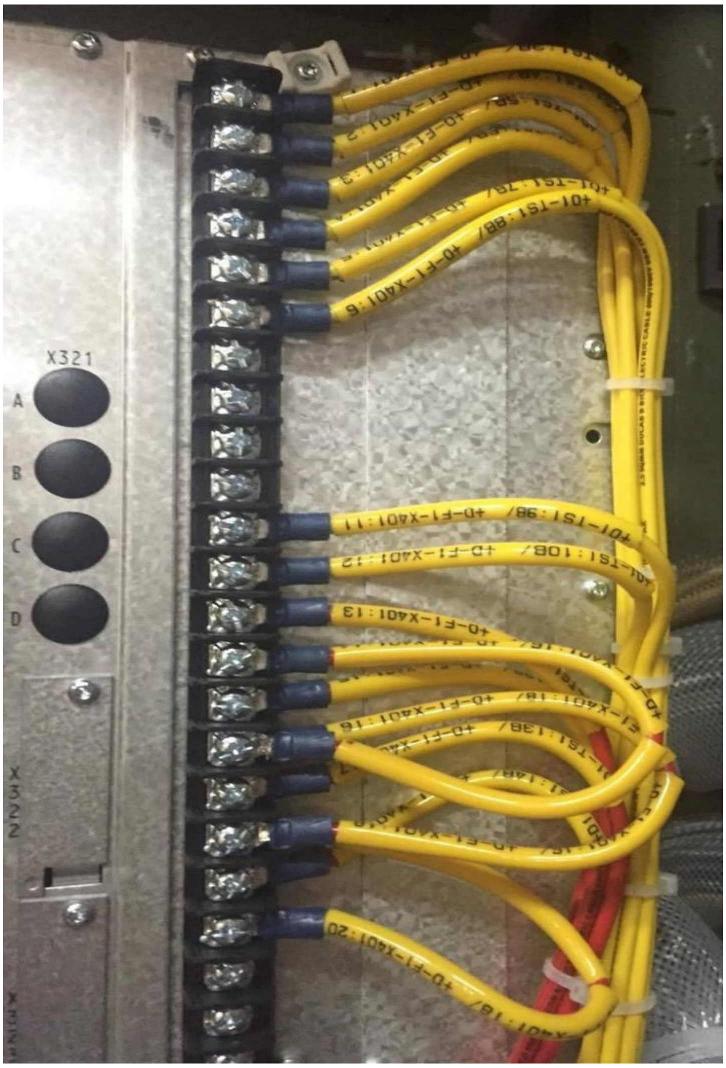
وأما بالنسبة colour coding للأسلاك فالهدف الرئيسي منها هو تسهيل عملية البحث عن الأخطاء في التوصيلات ، وتوفير الوقت والجهد اثناء الصيانة والتشغيل أو التحقيقات في الأعطال ،وهو يختلاف باختلاف شركات الكهرباء ومن دولة الى أخرى ، وكمثال يمكن استخدام ألوان خاصة لكل هذه wires على النحو التالي :

حيث اسلاك DC supply تكون ال positive باللون الأحمر وال Negative supply باللون الأسود سواء كان الاسلاك داخل اللوحة نفسها وخارجة منها .

أما ال DC control wire يكون من لونgrey ل internal والexternal مع وضع positive and ngative signs لتسهيل عملية البحث عن أي انقطاع في DC في المستقبل.

أما بالنسبة CT التي كانت transformer وVT wires فتكون من لون red yellow blue black لل internal and external وحسب phases طبعا.

وفي بعض المحطات القديمة يستخدم internal CT wires باللون الأصفر لكل الphases بينماexternal CT wires يكون red , yellow , blue , black .



أما VT فيستخدم INTERNAL WIRES باللون الأحمر لكل الPHASES بينما External wires يكون red yellow blue black.

أما بالنسبة alarm wires فيكون لونها أزرق ولو تم شراء cable ولم تستطع إرجاعه بسبب وجود مشكلة في colour coding فباستخدام sleeve و heater gun عند نهايات الكوابل المتصلة بTB يتم حل هذه المشكلة بدل تبديل الكابلات.



وأما بالنسبة sizing المستخدم في DC control wires الcross-sectional للكيبل فيكون $1.5mm^2$ ، أما إذا كان external trip wire فيكون $6mm^2$.

أما بالنسبة CT wires فيستخدم $2.5mm^2$ للinternal wires ويستخدم إما $4mm^2$ أو $6mm^2$ لل external CT wires حسب مسافة cable وحجم المحطة حيث كلما زادت مسافة cable يجب أن يزداد cross-sectional.

أما بالنسبة VT wires فيستخدم $1.5mm^2$ لل internal wire , و $2.5mm^2$ ل external wires. وإذ ا كانت المسافة بعيدة فيجب استخدام $4mm^2$.

أما بالنسبة alarm wires فتكون $1.5mm^2$ دائما لل internal and external ، حيث يعتمد wire sizing على طول السلك ومقدار voltage drop عليه بالإضافة إلى قيمة burden.

ومساحة المقطع هذه ليست شيء ثابت في كل الشركات وانما يجب التأكد من مواصفات الأسلاك عند كل شركة على حدى .

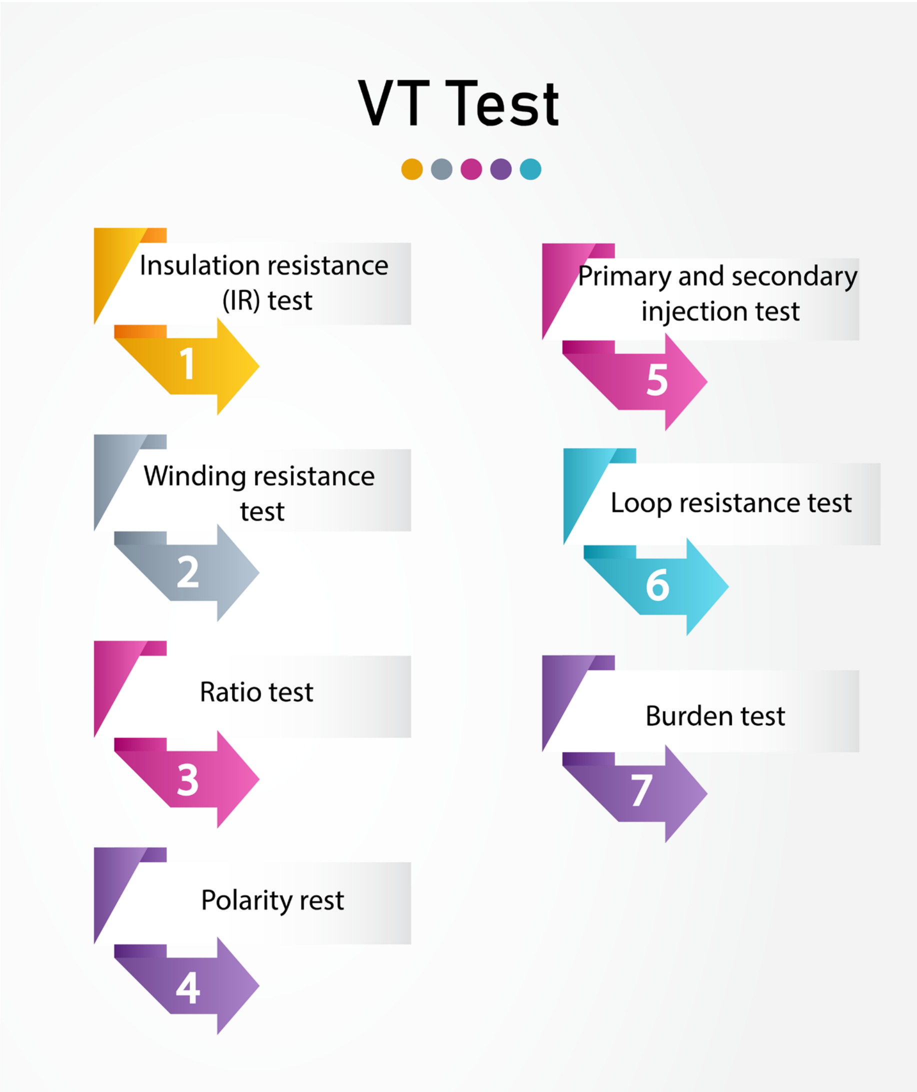
VT Test

عندما يقوم relay بإصدار إشارة trip خاطئة ، بمعنى أنه قام بإخراج line من الخدمة بدون أن يكون هناك أي volt فلا داعى للtrip فعندها يجب عمل investigation أي تحقيق كامل والتوقف على أسباب هذا الخاطئ trip حتى لا يتكرر مرة أخرى.

فعندما نقوم بعمل investigation أول ما نبدأ به نتأكد أن قيم الفولتية والتيار الداخلة الى relay هي قيم صحيحة أصلا.

للتأكد أن سبب المشكلة هو من relay أو من CT والـ VT حينها يجب عمل اختبارات ل CT وVT والتأكد من سلامتهم، وأن المخرجات الخارجة من CT وVT والداخلة الى relay صحيحة 100%.

فما هي اختبارات CT والـ VT ؟



IR- Test

نبدأ معكم اختبار INSULATION RESISTANCE لنتكلم عنه بكامل التفاصيل.
يسمى insulation resistance test ويرمز له برمز IR test ، وهو مشهور أيضا باسم Megger test وكلمة Megger هنا هي اسم الشركة التي قامت بصنع الجهاز المشهور الذي يختبر مقاومة العزل insulation resistance وتأسست عام 1889 ولديها أجهزة كثيرة منها relay tester and Circuit breaker tester بالإضافة إلى multi-meters.

هل قامت الشركة بتسمية اسم Megger على اسم هذا الاختبار؟ أم أن هذا الاختبار اسمه Megger نسبة إلى الشركة؟

هذا السؤال طرح على أحد مهندسي شركة Megger، فقال أن كلمة Megger مأخوذة أصلا من كلمة Mega Ohm حيث قاموا بأخذ كلمة Mega وحذفوا a وأضافوا er و Mega و Ohm هي قيمة مقاومة العزل.

يعتبر IR test من الفحوصات الأساسية لمعظم المعدات الكهربائية فنقوم بعمل IR test ل VT ول CT، ولcircuit breaker وال bus bar والgenerator والmotor، ويتم من خلاله قياس مقاومة العزل، والأصل أن تكون مقاومة العزل أكبر ما يمكن حتى تمنع أي leakage current للمرور من خلاله.

وماذا يعني لو حدث leakage current ؟

لو حدث leakage current هذا يعني بأن وجود العزل وعدم وجوده واحد ، فالتيار سوف يمر من خلال العزل منphase إلىphase أو منphase إلى ground ، وهذا أحد أنواع short circuit fault وهذا خطير , حيث يجب أن يكون العزل عالي جدا وتقاس مقاومة العزل بالـ Giga Ohm أو ب Tera Ohm بينماleakage current يقاس ب mA .

كيف يتم عمل IR test ؟

باستخدام جهاز الMegger نقوم بتطبيق DC voltage على primary to groung للVT وعلى primary to secondary   وعلى secondary to ground.

حيث نقوم بتطبيقDC 5KV على primary to ground لمدة دقيقة و2.5KV على primary to secondary لمدة دقيقة و 1KV على secondary ground to لمدة دقيقة.
وإذا كان لدي في secondary ملفين اثنين أحدهما measurement والأخر protection مثلا فنقوم باختبار
Winding 1 to ground , winding 2 to ground and winding 1 to winding 2
وكلهم يطبق عليهم 1KVDC لمدة دقيقة.

3. INSULATION RESISTANCE TEST:

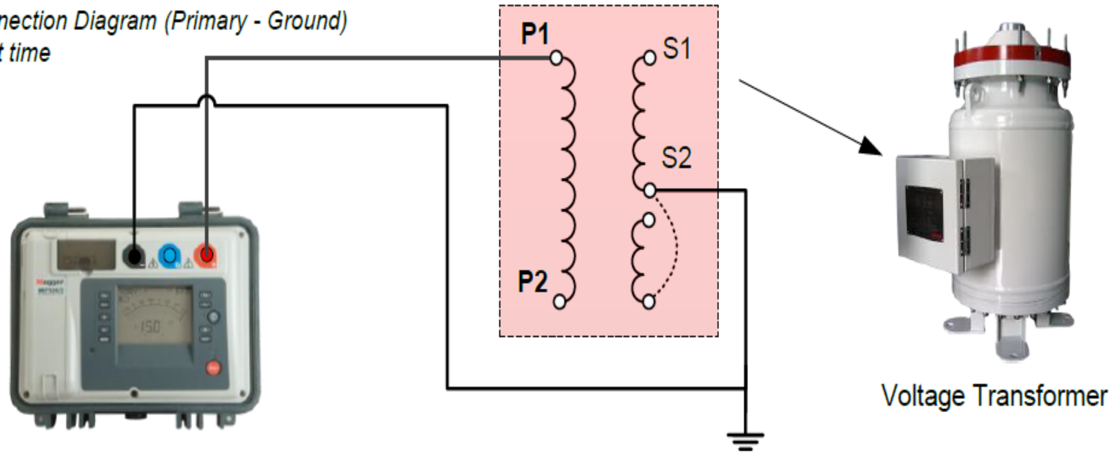
Applied Between	IR Value in Giga Ohms Phase R	Phase Y	Phase B	REMARKS
Primary to Earth	317	396	320	
Primary-Secondary-1	1220	1052	1280	
Primary – Secondary 2	1320	1550	2160	
Secondary1 – Earth	1330	1240	1030	
Secondary 2 – Earth	1120	1770	1490	
Secondary 1 – Secondary 2	1220	876	1070	

وعادة ما تكون قيمة مقاومة العزل بGiga Ohm أو ب Tera Ohm
وتعتبر القيمة الصحيحة حسب معيار IEEE43. إذا كانت قيمة مقاومة العزل أعلى من1M Ohm\kV ، ويجب أن نذكر ملاحظة على هذا الأساس ، حيث أنه من غير المنطق أن يكون قيمة مقاومة العزل :

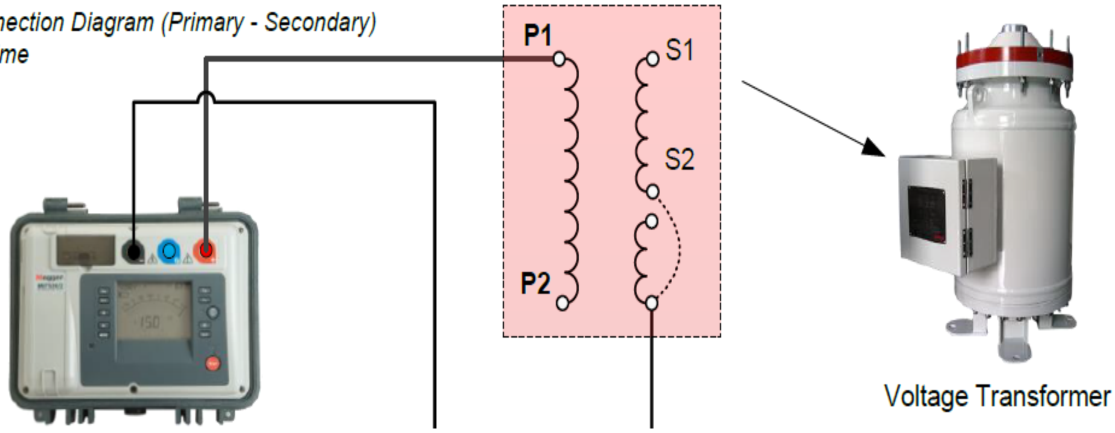
Red to ground = 10 Tera Ohm
And Yellow to ground 9 Tera Ohm
And Blue to ground 5Mega Ohm

وتقول لي أنها قيمة مقبولة فالحس الهندسي يرفض هذا الشيء.

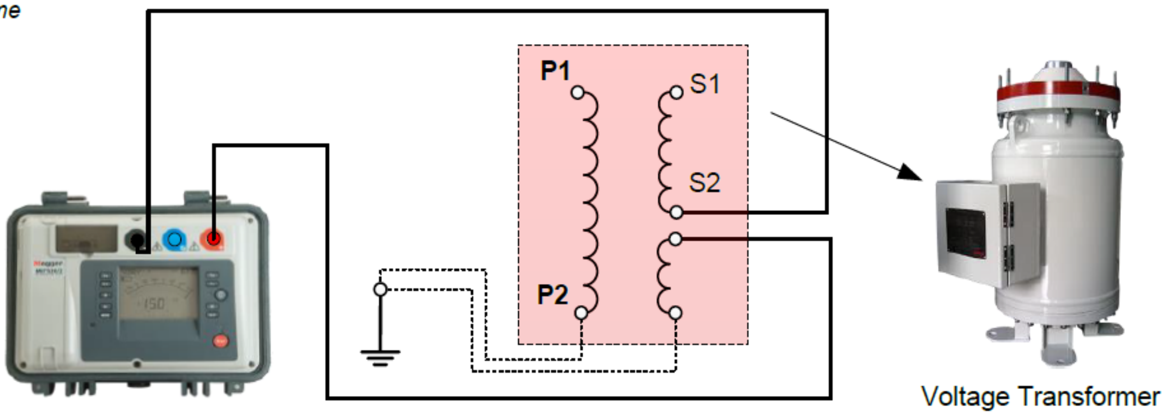
VT Insulation Test Connection Diagram (Primary - Ground)
@ 1000Vdc, 1 Min Test time



VT Insulation Test Connection Diagram (Primary - Secondary)
@ 500Vdc, 1 Min Test time



VT Insulation Test Connection Diagram (Secondary - Ground)
@ 500Vdc, 1 Min Test time



*إذا كنت تعمل Megger على VT secondary وفشل هذا الاختبار، بمعنى ان جهاز Megger بعد تشغيله عمل trips فتأكد من عدم وجود screws واصلة جسم المحول ب ground موجود على جهة secondary وقم بإزالته , وهذا يكون بالطبع على الفازات الثلاث red و yellow و blue.

تختلف قيمة مقاومة العزل المقبولة حسب المرجع أو الستاندرد المستخدم فهذا الجدول مقتبس من معيار IEEE 43 ويظهر لك قيم M Ohm المقبولة

Table 3—Recommended minimum insulation resistance values at 40 °C (all values in MΩ)

Minimum insulation resistance	Test specimen
$IR_{1\ min} = kV + 1$	For most windings made before about 1970, all field windings, and others not described below
$IR_{1\ min} = 100$	For most dc armature and ac windings built after about 1970 (form-wound coils)
$IR_{1\ min} = 5$	For most machines with random-wound stator coils and form-wound coils rated below 1 kV

NOTES
1—$IR_{1\ min}$ is the recommended minimum insulation resistance, in megohms, at 40 °C of the entire machine winding

2—kV is the rated machine terminal to terminal voltage, in rms kV

بينما قيمة مقاومة العزل المقبولة حسبNETA فتظهر كما في هذا الجدول

Representative Insulation Resistance Values for Electrical Apparatus

Nominal Rating of Equipment (V)	Minimum Test Voltage (DCV)	Recommended Minimum Insulation Resistance (MΩ)
250	500	25
600	1,000	100
1,000	1,000	100
2,500	1,000	500
5,000	2,500	1,000
8,000	2,500	2,000
15,000	2,500	5,000
25,000	5,000	20,000
34,500 and above	15,000	100,000

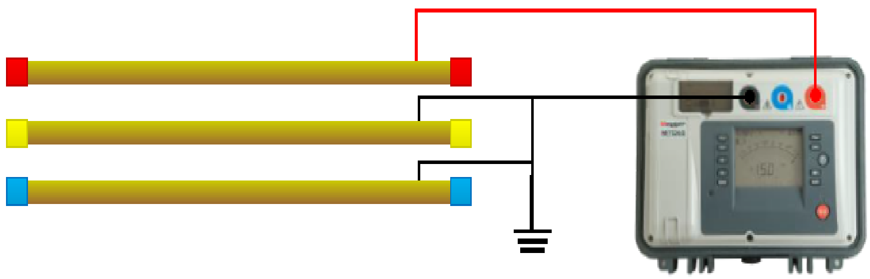
Source: From NETA Maintenance Testing Specifications, Table 100-1, International Electrical Testing Association, Portage, MI, 2005. With permission.

نبدأ اختبار IR من خلال أخذ 2 cables من جهاز megger ووضع أحدهما على red phase مثلا والآخر على ground ونقوم بالضغط على push button لمدة ثلاث ثواني ، وذلك بعد تحديد قيمة الجهد المطبق وزمن الاختبار ، ويفضل عمل تأريض لباقي phases التي لا نقوم باختبارها.

CB,BB,TR IR Test

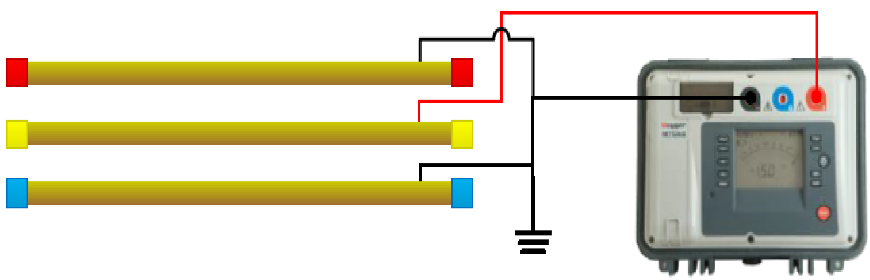
أما إذا أردنا قياس مقاومة العزل bus bar فنقيس مقاومة العزل بين red وyellow و yellow وblue وblue وred بالإضافة إلى red-ground وyellow-ground و-blue ground.

وإذا كان neutral متصل ب ground فneutral والground تعتبر نقطة واحدة، أما إذا كان neutral غير متصل ب ground ، فنقوم باختبار red-ground وyellow-ground و blue-ground بالإضافة إلى red- neutral وyellow- neutral وblue- neutral.



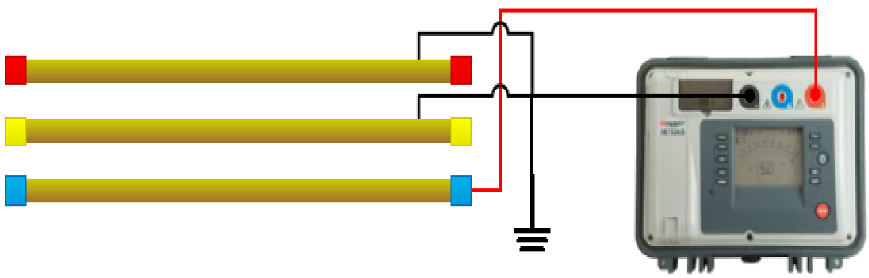
IR Tester(Megger)
@ 5000VDC

Fig. 1.1 IR test for Phase R
conductor Test Connection



IR Tester(Megger)
@ 5000VDC

Fig. 1.1 IR test for Phase Y
conductor Test Connection



IR Tester(Megger)
@ 5000VDC

Fig. 1.1 IR test for Phase B
conductor Test Connection

إذا قمت بعمل Megger ل bus bar وفشل هذا الاختبار، بمعنى أن جهاز Megger قام بعمل tripped فهذا يعني وجود اتصال بين phases أو بين phases and ground ، وبالتالي يجب فتح جميع fuses الموصولة مباشرة من خلال VT على bus bar.
ويجب التأكد أيضا من neutral الموصل على VT primary لأنه يقوم بوصل bus bar ب ground.

ومقدار DC المطبق يعتمد على rated voltage الموجود أصلا، فمن غير المنطق إذا كان عندي bus bar low voltage أني أطبق عليه 5KV مثلا لأنه ممكن أن يحدث عليه اجهاد كهربائي فنقوم اختباره بتطبيق 1KV فقط.

أما بالنسبة إلى control wire إذا أردنا اختبار العزل في داخل control wire سنطبق فقط فيه 500V DC ،

ويجب أن لا ننسى أنه يجب تفريغ الشحنات بالأرض بعد كل اختبار حتى لا تتفرغ من خلالنا مسببة صدمة كهربائية.

أما إذا أردنا قياس مقاومة العزل لـCB فلدينا حالتين لـCB إما أن يكون open ، و إما أن يكون close. فإذا كانت CB closed فنقوم باختبار

red-yellow \ yellow-blue \ blue-red.

بالإضافة الى

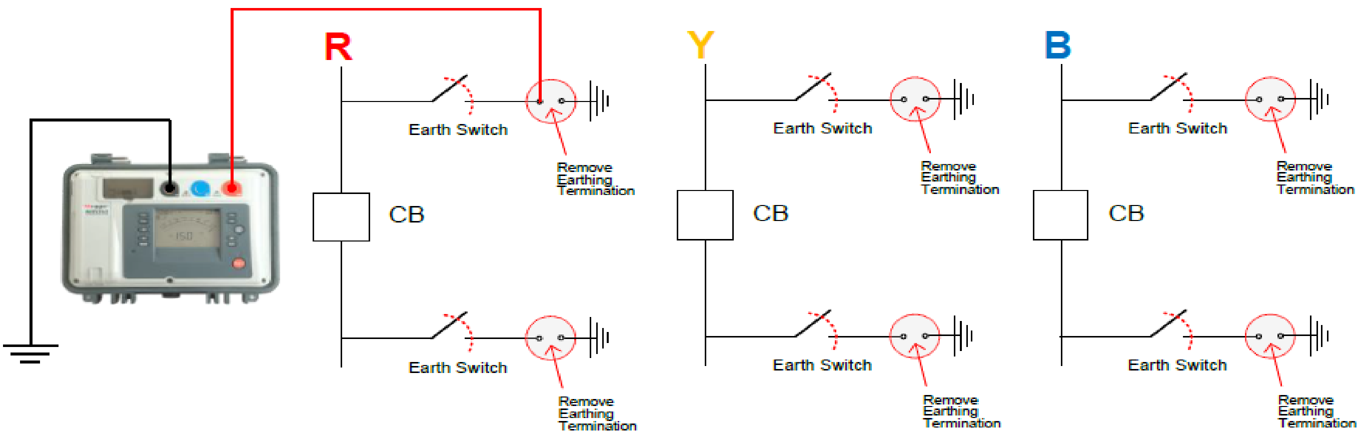
red-ground \ yellow-ground \ blue-ground

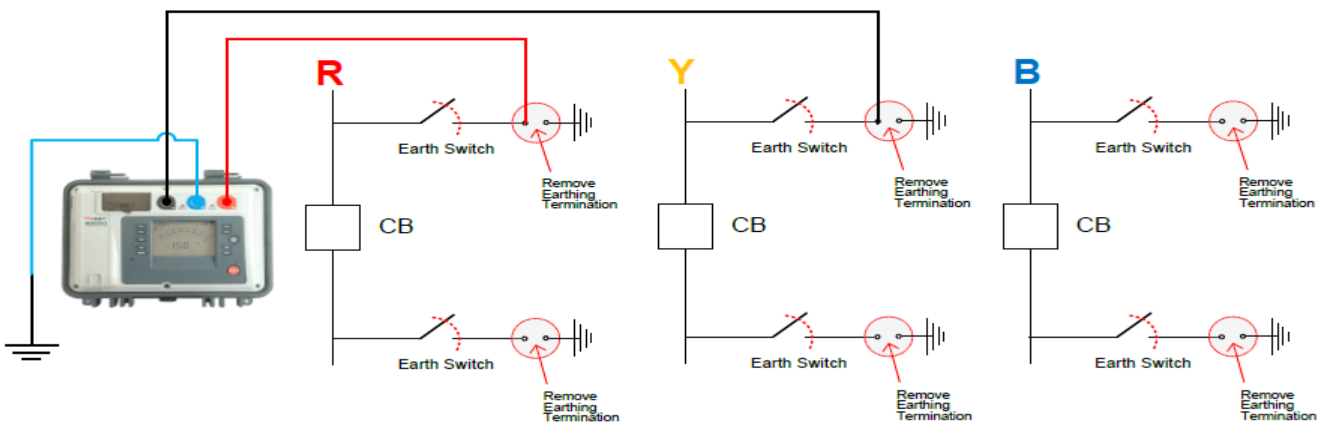
أما إذا كانت CB open فنقوم بعمل Upper pole الى Lower pole لكل فيز على حدا، كما هو ظاهر في الجدول التالي :

Insulation Resistance Test:

Voltage applied : 5kV ,1min. **Ambient Temp.: 42.3 °C**

Breaker CLOSED Condition		Breaker OPEN Condition	
Phase Reference	Measured Insulation Resistance GΩ	Phase Reference	Measured Insulation Resistance GΩ
R - E	244.0	R – R`	236.0
Y – E	7.40	Y – Y`	11.5
B – E	5.25	B – B`	13.7





قد يسأل سائل لماذا نقوم باختبار مقاومة العزل بتطبيق جهد DC وليس جهد AC مثلا؟

عادة ما يكون هناك اختباران أصلا . الاختبار الأول بتطبيق جهد DC ويسمى اختبار IR أو Megger ، والاختبار الآخر بتطبيق جهد AC ويسمى high voltage test أو high-pot test.

عادة ما يتم اختبار العزل فقط ب DC ، وذلك لأن تكلفة DC ماديا أقل نسبيا من تكلفة AC , بالإضافة أنه عند تطبيق جهد DC فسوف ينشأ DC leakage current ، وعند قسمة جهد DC على تيار DC سوف يعطينا resistance صافية ، بينما تطبيق جهد AC فسوف ينشئ AC leakage current ، و قسمة جهد AC على تيار AC سوف يعطيني impedance وليس resistance .

عادة ما يطلق على اختبار high voltage test أو high-pot test المأخوذة من high potential test باسم dielectric test.

إذن الفرق بين dielectric test وIR test أن dielectric test نقوم بتطبيق جهد AC ، بينما IR test نقوم بتطبيق جهد DC.

يجب أن ننوه هنا أن اختبار Megger ل power transformer يختلف بشكل بسيط عما هو في voltage transformer ، حيث في اختبار Megger ل power transformer نقوم بتطبيق جهد DC لمدة عشر دقائق ونقوم بأخذ قيمة مقاومة العزل الناتجة على جهاز Megger في كل دقيقة.

ويجب أن نلاحظ أن قيمة مقاومة العزل يجب أن تزداد مع الزمن، وليس أن تقل ، وتسمى ناتج قسمة قيمة مقاومة العزل بعد الدقيقة العاشرة على قيمة مقاومة العزل بعد دقيقة الأولى ب polarization index ويرمز له بالرمز PI ، ويجب أن تكون قيمة PI كما في الجدول التالي.

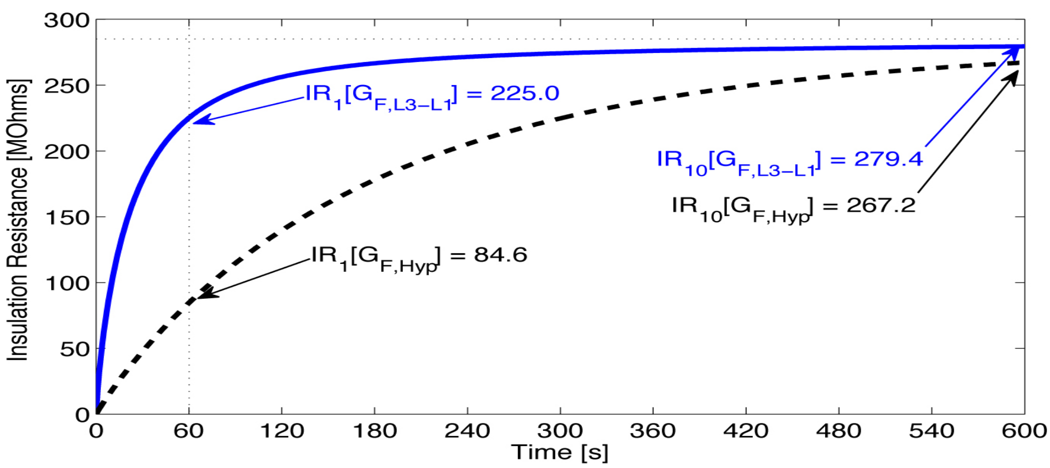
إذا كانت قيمة PI أقل من 2 فيعتبر هذا العزل مرفوض وغير مقبول أبدا.

أما إذا كانت قيمة PI من 2 إلى 4، فيمكن قبول هذا العزل في الاختبارات ويكون العزل ممتاز جدا ، إذا كانت قيمة PI أعلى من 4 .

PI = R10-minute insulation / R1-minute insulation

The results are interpreted as follows:

PI Value	Insulation condition
< 2	Problem
2 to 4	Good
> 4	Excellent



وقد يسأل سائل أيضا لماذا نقوم بتطبيق جهد DC ولا نقوم بحقن DC current ؟

وذلك لأن مقاومة العزل عالية جدا وتعامل معاملة ال open circuit ، فلا يمكن حقن تيار على open circuit ، لذا نقوم بتطبيق جهد DC.

أما إذا اردنا قياس مقاومة صغيرة نسبيا ، فلا يمكن أبدا تطبيق جهد عليها حتى لا ينشئ لدي تيار كبير جدا، لذا نقوم بحقن تيار في المقاومة الصغيرة ونقوم بتطبيق جهد على المقاومة الكبيرة، وهذا ما يحدث أصلا في اختبار winding resistance ل VT أو CT.

VT Winding Resistance Test

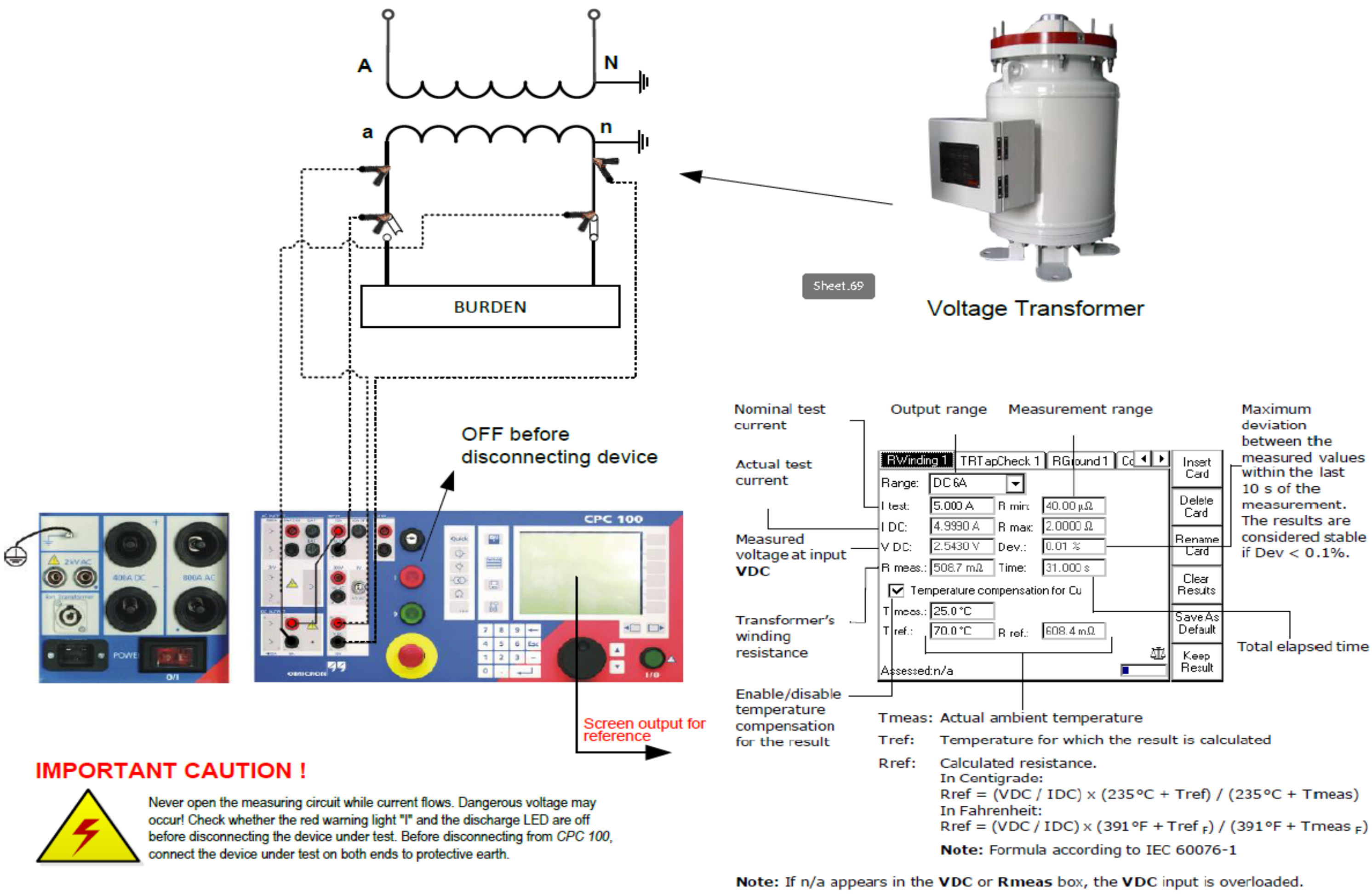
Winding Resistance test هو اختبار قياس مقاومة Winding of the VT.

ومن المعلوم أن VT يحتوي على 2 Winding :

primary Winding and secondary Winding

ويتم اختبار Winding Resistance لل primary بشكل بسيط جدا من خلال multi-meter ، ونقوم بقياس secondary Winding Resistance من خلال حقن تيار DC على winding نفسها.

ومن المعلوم أنه عندما يتم حقن تيار على winding ينشأ على أطراف هذا winding voltage نقوم بقياس هذا voltage من خلال وضع voltmeter على أطرافه وبشكل بسيط جدا من خلال قانون ohm نقوم بقسمة voltage DC على current DC فينشأ لدينا. R-DC to the secondary winding ، ونقوم بأخذ قيم primary and secondary Winding Resistance ونقارنها بقيم factory للتأكد من صحتها.



ولأن قيمة المقاومة تعتمد بشكل كبير جدا على درجة الحرارة، فسوف نجد اختلاف مؤكد بين قيمfactory وقيم site. ولحل هذه المشكلة اتفق العلماء أن يتم الرجوع إلى درجة حرارة مرجعية غير موجودة على وجه الأرض، وهي درجة حرارة 75 Celisos degrees. فعندما نقوم بعملية قياس primary and secondary Winding Resistance نقوم بتحويل هذه القيم من درجة حرارة المحيط إلى درجة حرارة 75 Celisos degrees. من خلال هذه المعادلة :

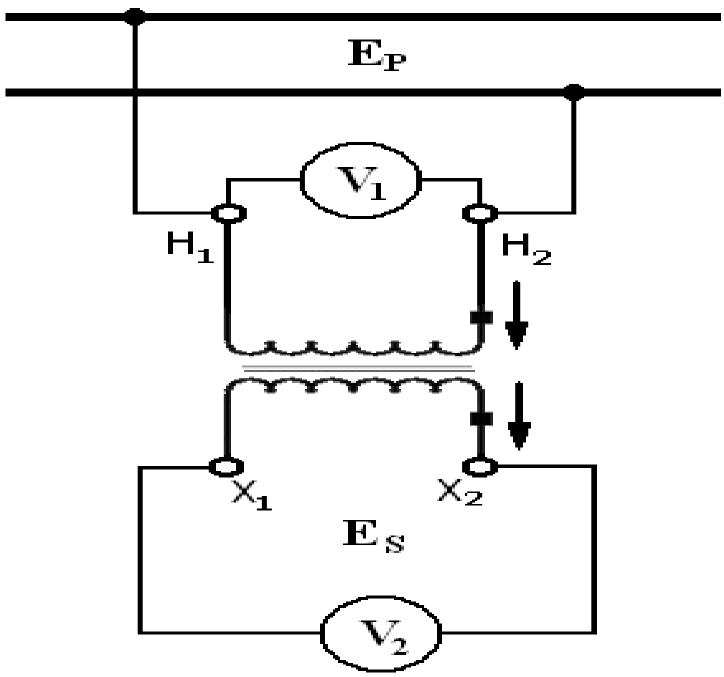
$$R = R_0 \left[1 + \alpha (T - T_0)\right]$$

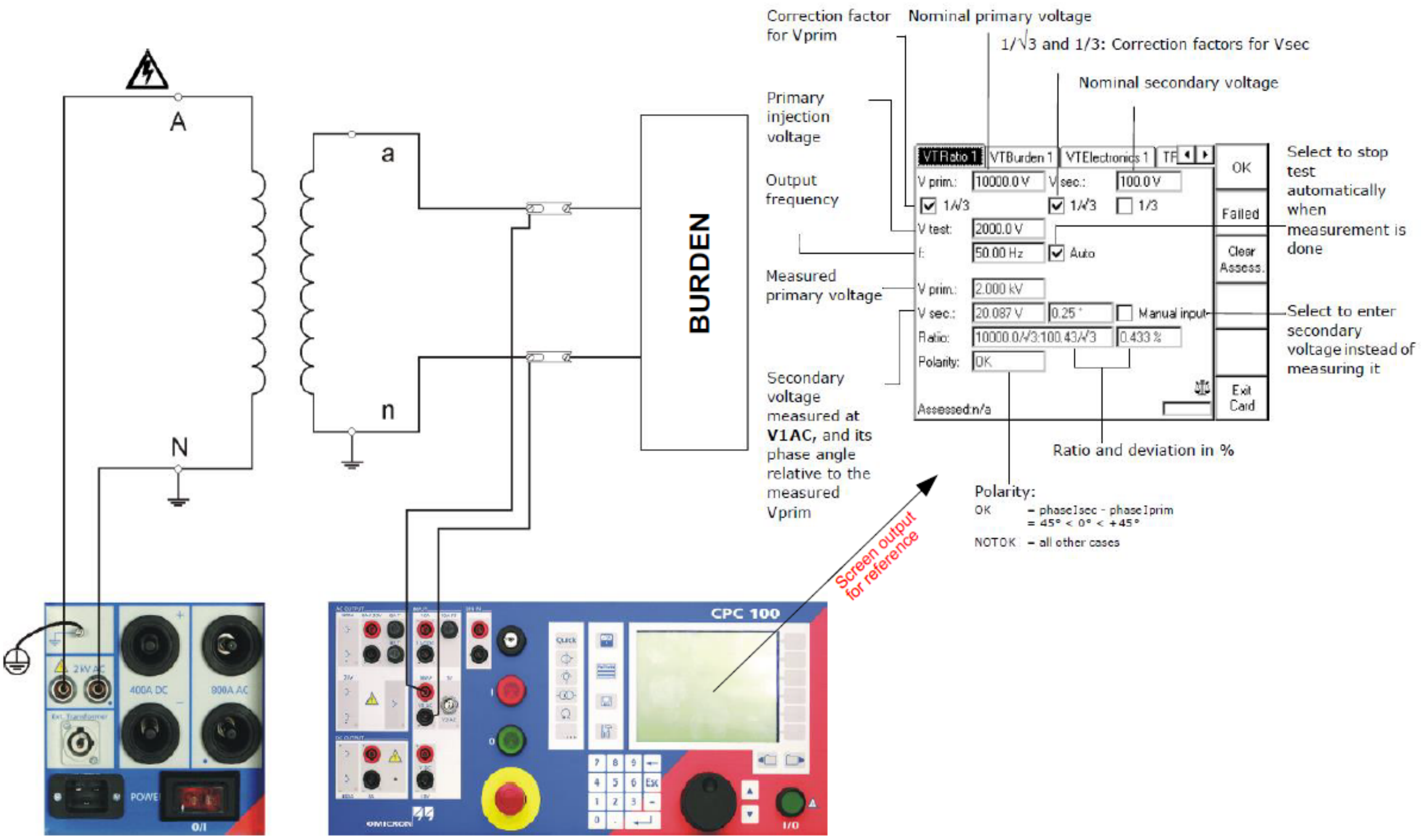
ونقارنها بقيم factory الذين قاموا أيضا بتحويل قيمهم إلى درجة 75 Celisos degrees ، للتأكد أن قيمنا صحيحة أم خاطئة.

الهدف الرئيسي من winding resistance test هو التأكد من سلامة winding من عدم وجود أي damage أو أي قطع لها خلال النقل أو خلال maintenance أو بعد حدوث ال Fault.

VT Ratio test

حيث نقوم بتطبيق جهد AC على primary side ، ونقوم أيضا بقياس voltage الناتجة على secondary side ، ونتيجة قسمتها نحصل على نسبة التحويل ، ونتأكد منها من خلال nameplate. ويجب أن نتأكد أيضا أن VT ratio الموجود فعليا يطابق VT ratio الموجود على drawings .





VT Polarity test

وتأت أهمية هذا الإختبار عند استخدام الفولتية في أي أجهزة تحتاج الى معرفة الإتجاه في عملها , فاذا كانت قطبية الفولتية معكوسة , فهذا بالتأكد سوف يؤثر على قرار المرحلات بعمل فصل خاطئ في الاتجاه الخاطئء ، أو قد يظهر ايضا اتجاة خاطئ لتدفق القدرة الظاهر على أجهزة القياس .

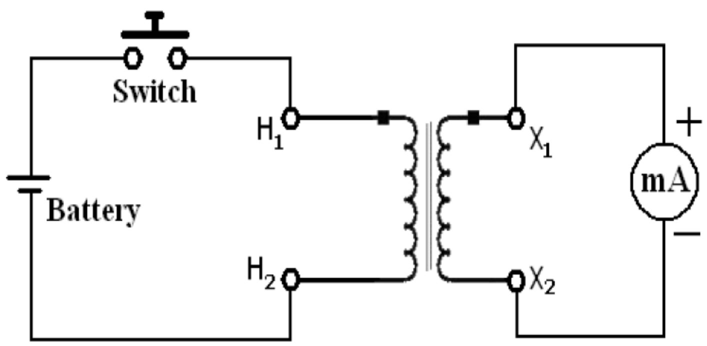
ونقوم باختبار polarity باستخدام DC supply من خلال توصيل ammeter على secondary side حيث نقوم بتوصيل :

positive side of the ammeter to X1 and negative side to X2

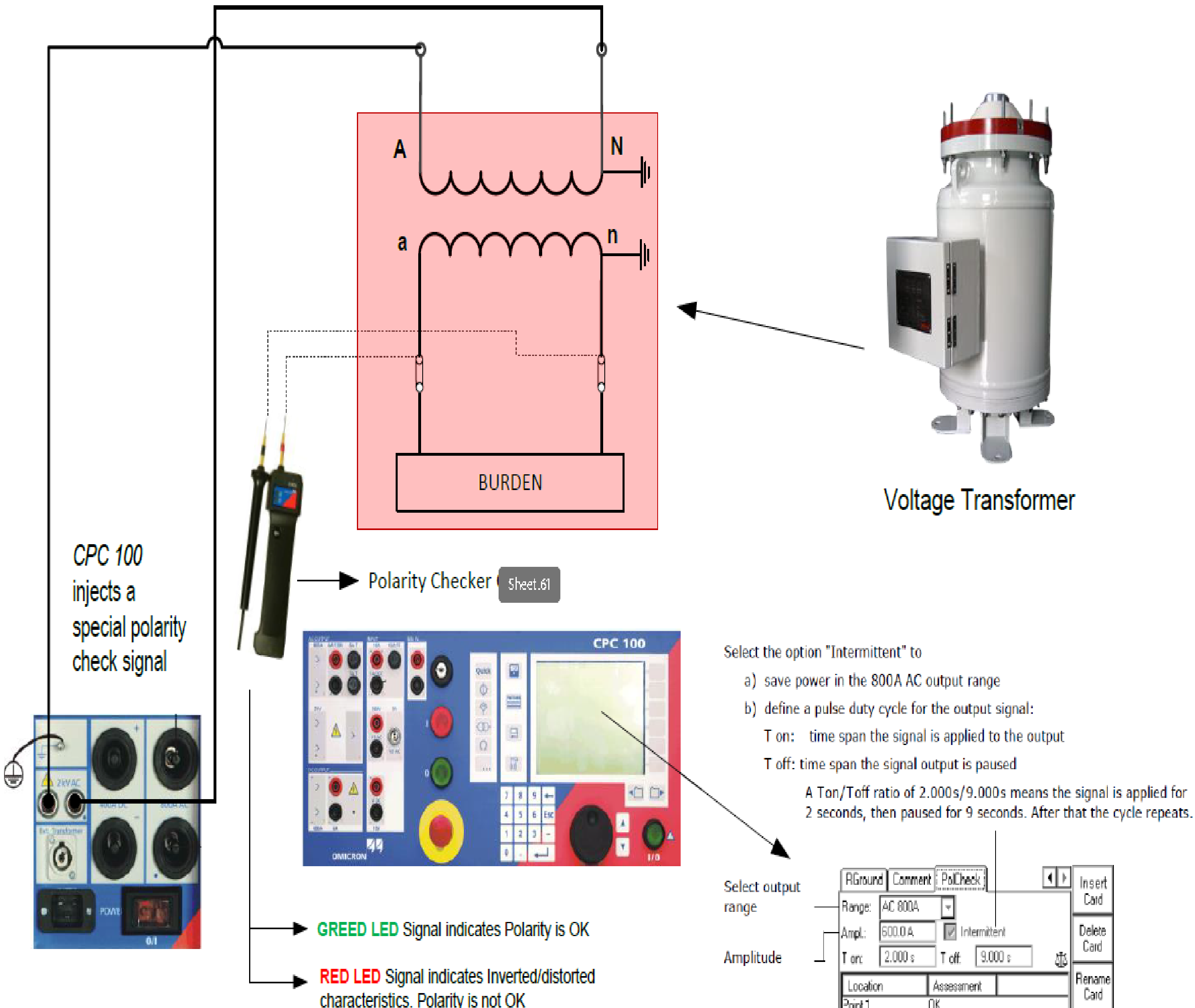
ونضع أيضا على primary side DC battery.

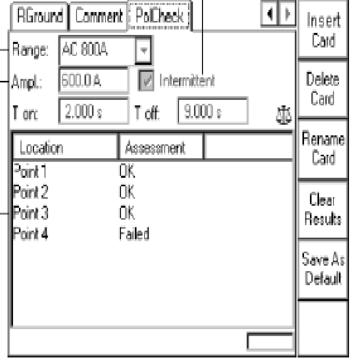
نوصل positive side ب H1 و negative side ب H2 من خلال switch.

فعندما نقوم بالضغط على هذا switch فإذا تحرك المؤشر على secondary بالاتجاه الموجب في حال كان analogue و أصبحت قيمة voltage DC فهذا يعني أن القطبية سليمة .



ويمكن اختبار polarity باستخدام CPC 100 من خلال تطبيق اشارة جهد AC كما هو ظاهر في الصورة K من ثم استخدام جهاز Polarity Checker على نقاط الفولتية الموزعة في جميع اللوحات ، وليس على محول الجهد نفسه فقط والتأكد من عدم قلب أسلاك الفولتية اثناء سحبها بين اللوحات





IMPORTANT CAUTION !

If you detect a wrong polarity in the current path, turn off *CPC 100* first, and only then disconnect the terminals. Never operate *CPOL* with an open battery compartment. A life hazardous voltage level may occur in the battery compartment if *CPOL*'s probe touches a test point with high voltage potential!

وبعد التأكد من قيم IR test , resistance test , Ratio test and Polarity test يجب أن نتأكد بأن جميع wires الخارجة من VT الى جميع Panels وصلت بالشكل الصحيح ، فيتم اختبار VT secondary injection ، ويتم عمل هذا اختبار من خلال تطبيق جهد 3 phase على secondary side لل VT والتأكد من هذه القيم حتى آخر نقطة، ويفضل أن تكون هذه القيم الثلاث هي قيم مختلفة للتأكد بأن red وصل الى red و yellow وصل الى yellow و blue وصل الى blue ولا يوجد خلط بينهما وهذا ما يسمى ب Phasing test أيضا .

SECONDARY INJECTION:

I. CORE-1:

INJECTION VOLTAGE FROM LV COMPARTMENT TB : R-N= 20V Y-N =40 V B-N =60 V

S. No	Wire No.				Termination Point				Checked & Expected Value R-E=20V, Y-E=40V, B-E=60V & N-E=0V			
	R	Y	B	N	R=20	Y=40	B=60		R	Y	B	N
400KV AIS SWGR												
1.	XE-1	XE-4	XE-7	XE-10	XE							
					1/2/3	4/5/6	7/8/9	10/11/12	19.97	39.98	59.98	0
2.	E11	E31	E51	E71	F113							
					1/2	3/4	5/6	8/7	19.97	39.98	59.98	0
3.	E12	E32	E52	E72	MFM DISPLAY							
					R	Y	B	N	192.4	317.3	262.3	0
4.	E12/E13	E32/E33	E52/E53	E72/E73	XBCU							
					21A/21B	22A/22B	23A/23A	24A/24B	19.97	39.98	59.98	0
5.	E13	E33	E53	E73	BCU REC670 RELAY DISPLAY							
					13	15	17	14/16/18	194	318	262	0
6.	XE-2	XE-5	XE-8	XE-11	F114							
					1/2	3/4	5/6	7/8	19.97	39.97	59.98	-
7.	E14	E34	E54	E74	NVR DISPLAY							
					L1	L2	L3	L4	19.97	39.98	59.98	-
8.	E11	E31	E51	E71	F111							
					1/2	3/4	5/6	7/8	19.97	39.96	59.96	-
9.	E15	E35	E55	E75	A301 PSD02 TERMINAL							
					X8.3	X8.5	X8.7	X8.4/X8.6/ X8.8	19.96	39.96	59.9	-

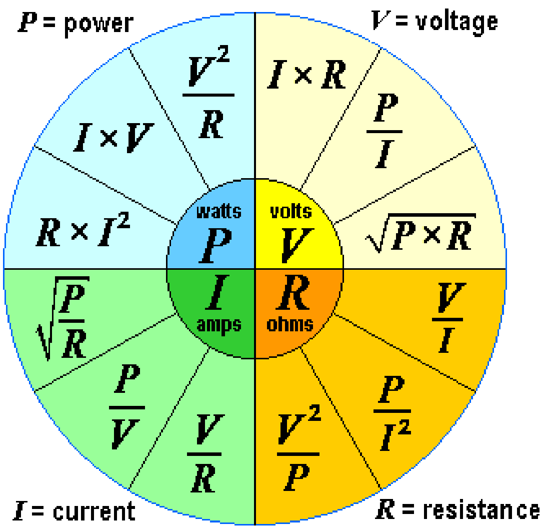
VT Primary Injection Test

الآن قمنا بالتأكد بأن VT سليم وبأن secondary side حتى آخر نقطة سليمة ، بقي لنا أن نتأكد بأن primary side ل VT أيضا سليم .

ونقوم بالتأكد من قيمة VT primary injection من خلال high voltage test ، حيث نقوم بتطبيق جهد AC single phase على البسبار أو على GIS يحاكي الجهد الحقيقي ونتأكد من قيم التحويل حتى آخر نقطة.

ولا ننسى أن نتأكد من قيم fuses rating على primary and secondary side لـVT والتأكد منها حسب drawing.

VT Burden Test

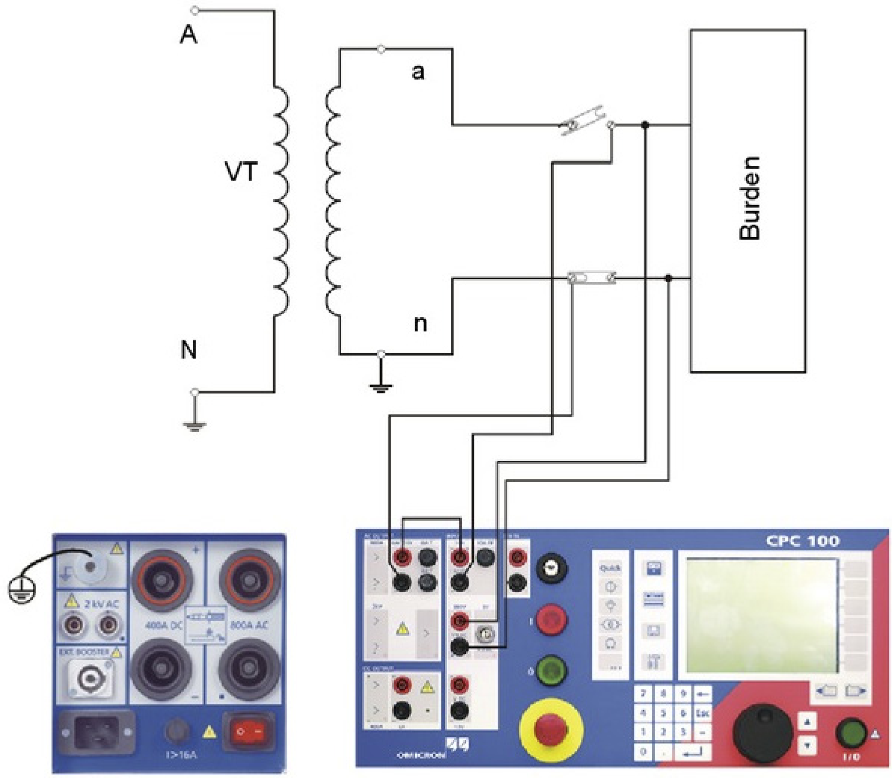


أما بالنسبة Burden test ، فيعرف Burden test أو الحمل: بأنه قيمة المقاومة الموجودة على دائرة secondary عند تطبيق rated secondary voltage. وقد يعبر عنها بـOhm أو بـAmps ، وعادة ما يعبر عنها أيضا ب apparent power VA ، ويمكن اشتقاق أحدهما من الآخر .

ولعمل burden test نتبع الخطوات التالية:

1. نقوم بفتح terminal block TB في أول نقطة في دائرة secondary ، ومن ثم نطبق rated secondary voltage من خلال ammeter باتجاه أجهزة relay وال meters.

2. نقوم بضرب ال rated secondary voltage المطبقة بقيمة current المقاسة من خلالammeter وناتج عملية الضرب يعطيني قيمة burden المقاسة ب VA ، ومن ثم نأخذ هذه القيمة نقارنها بقيمة burden الموجودة على nameplate التي يجب أن تكون أقل منها أو تساويها.



وقبل الانتهاء من الاختبارات VT يجب أن نتأكد من وجود single earthing point على دائرة secondary ل VT، وللتأكد من ذلك يجب وصل دائرة secondary لVT من خلال Ohm-meter to the ground ، وحينها يجب أن تكون المقاومة zero أو هناك صوت buzzing، فإذا أزلنا single earth point يجب أن تصبح المقاومة ليست zero أو يذهب صوت buzzing.

والملاحظة الهامة الأخرى أنه يجب التأكد من أن وضع test switch في دائرة secondary ل voltage يجب أن يعزل VT عن دائرة load بشكل كامل ، أي يجب أن تصبح الدارة Open Circuit .

ويجب أن نتأكد أيضا من نوع terminal block الموصول عليه VT secondary circuit. ونوع lugs الموصول على wires ل VT بالإضافة الى ال ferrules الموجود على wire نفسه من أين آت والى أين ذاهب .

2

الفصل الثاني

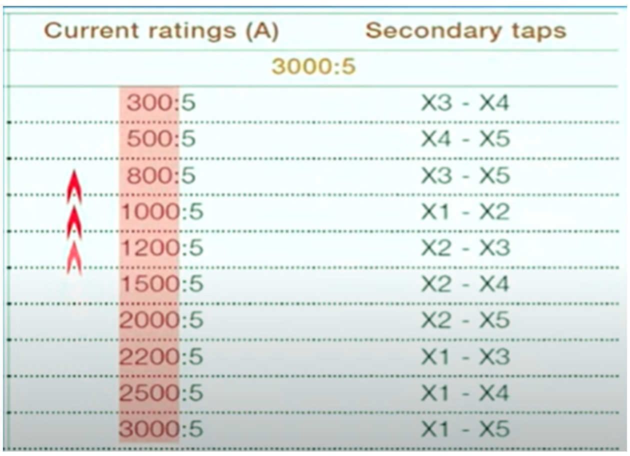
محولات التيار

محولات التيار

محولات التيار وهي current transformers ويرمز لها بالرمز CT وهي من المعدات الأساسية في substation إن كان الحديث عن voltage transformer بحر، فالحديث عن current transformers محيط ..! ، يجب أن نتفق أن الهدف من هذه الكتاب هو ربط الجانب النظري بالعملي بحيث يكون المتدرب على فهم ما يقوم به، بل ويستطيع تحليل النتائج التي يحصل عليها أثناء الاختبار دون الدخول إلى تفاصيل المعادلات والحسابات المعقدة التي لن تواجهنا في سوق العمل أبدا.

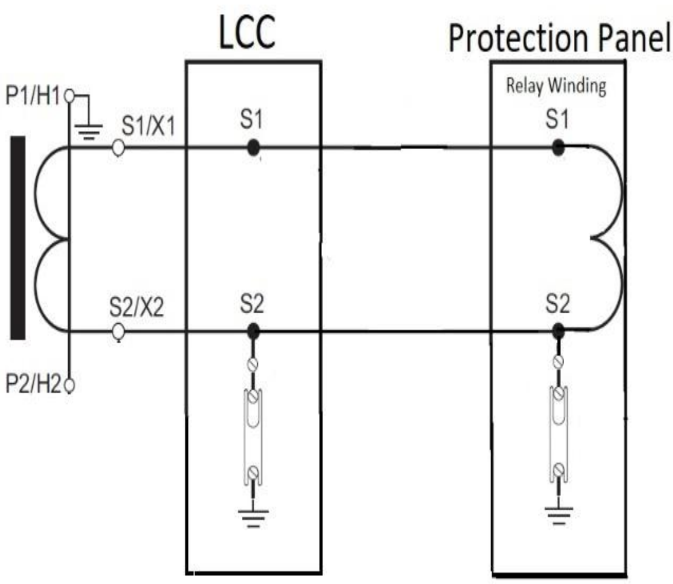
بداية تقوم CT بتخفيض قيم current العالية إلى قيم منخفضة تتناسب لتغذية أجهزة metering و protection و control .

وعادة ما تكون قيم CT secondary current إما 5A , 2A , 1A ، وتحويل 2A عادة غير مشهورة ولكنها مستخدمة في winding temperature في power transformers.



Current ratings (A)	Secondary taps
3000:5	
300:5	X3 - X4
500:5	X4 - X5
800:5	X3 - X5
1000:5	X1 - X2
1200:5	X2 - X3
1500:5	X2 - X4
2000:5	X2 - X5
2200:5	X1 - X3
2500:5	X1 - X4
3000:5	X1 - X5

وغالبا إذا زادت المسافة بين CT وrelay عن 30m ، يفضل استخدام CT secondary rated current 1A ، وذلك لأن استخدام 5A يزيد من قيمة cable burden والذي يساوي (I^2R) .



يستخدم CT في
: metering

Ammeter

KW meter

KWH

KVAR meters

يستخدم CT في
: protection

Overcurrent

Earth fault

Differential

Distance

Breaker failure

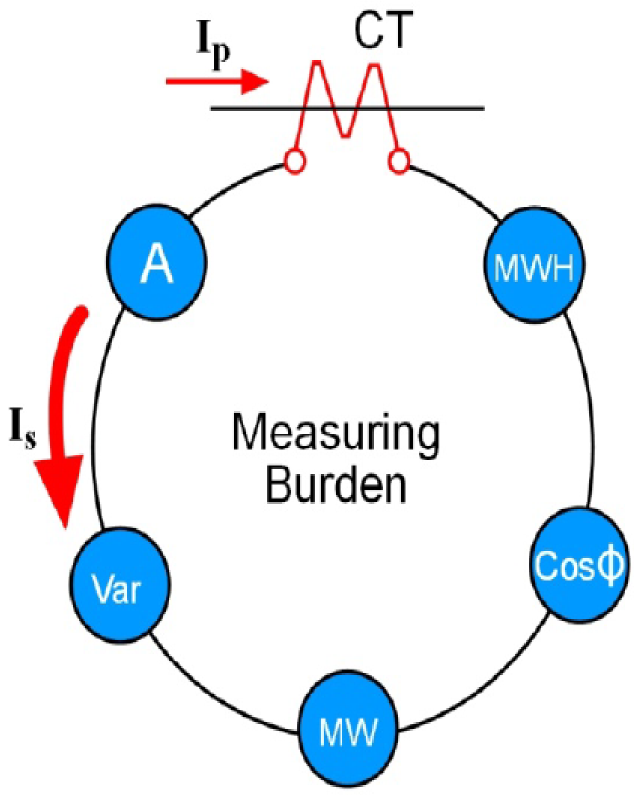
يستخدم CT في
:control devices

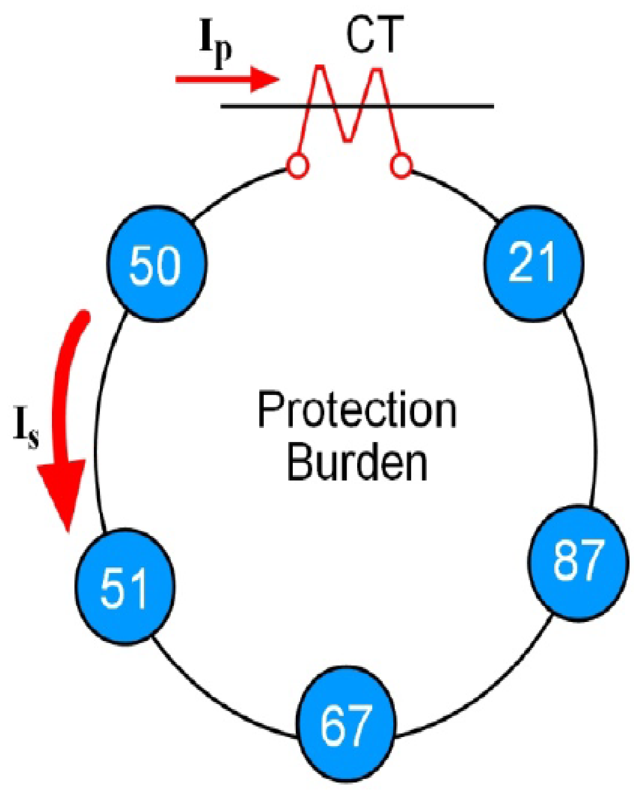
AVR

ABTS

ACSE

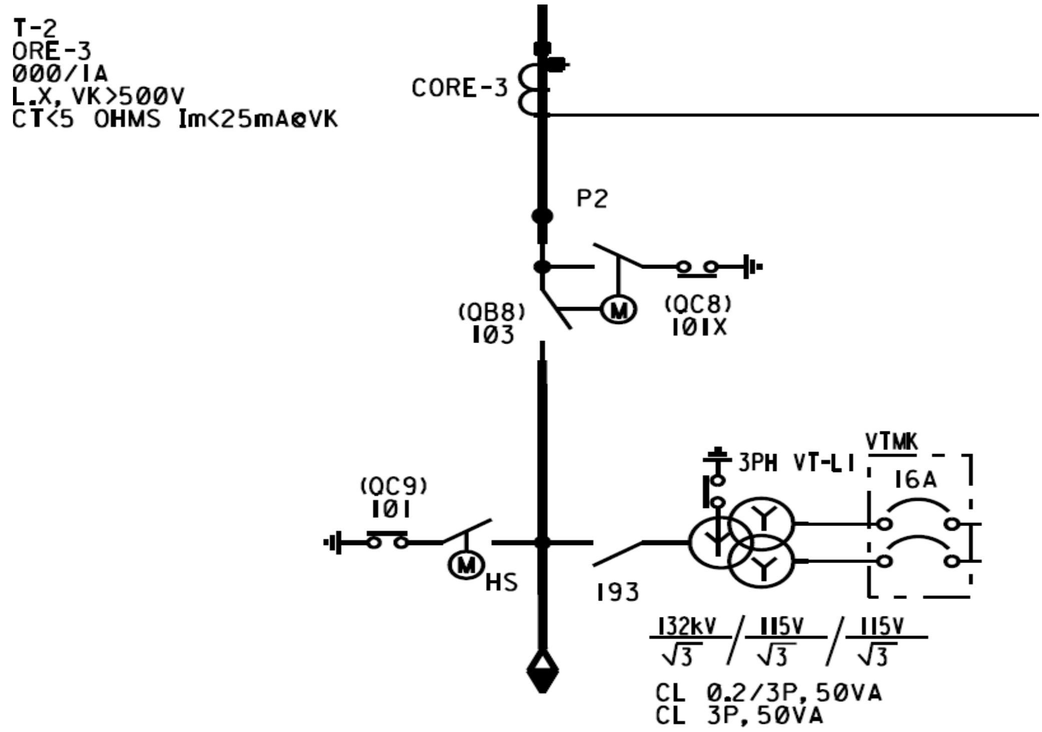
ACCS





أحد أهم الفروقات بين CT وVT هو أن VT يقوم بتحويل الجهود العالية إلى جهود صغيرة ، بينما CT يقوم بتحويل التيارات العالية إلى تيارات صغيرة.

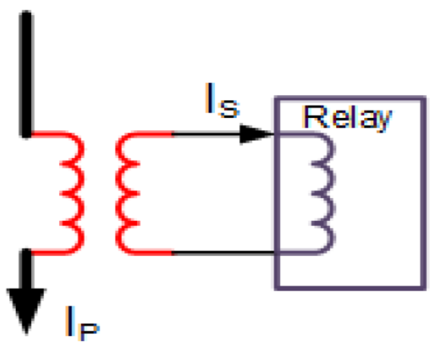
أما VT فنقوم بتوصيل primary winding له على التوازي مع الشبكة، بينما CT نقوم بتوصيل primary winding له على التوالي مع الدائرة المراد قياس تيارها كما في الشكل التالي.



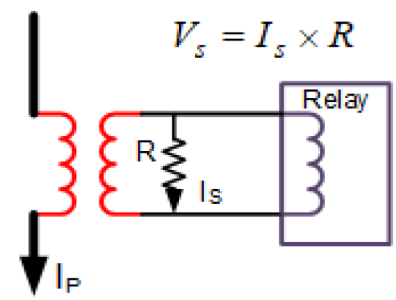
أما بالنسبة لتوصيل

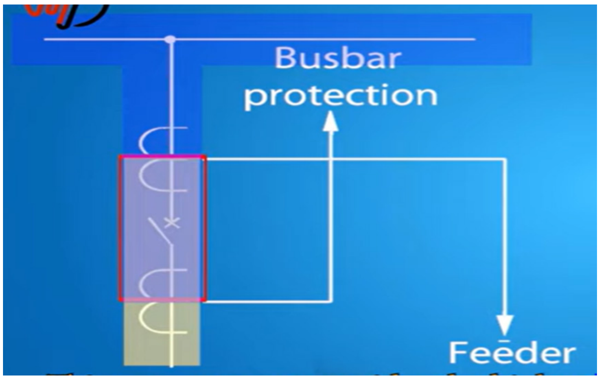
CT secondary winding with relay

إما أن يتم استخدام secondary current الخارجة من CT لتمر بـrelay مباشرة كما في الشكل .



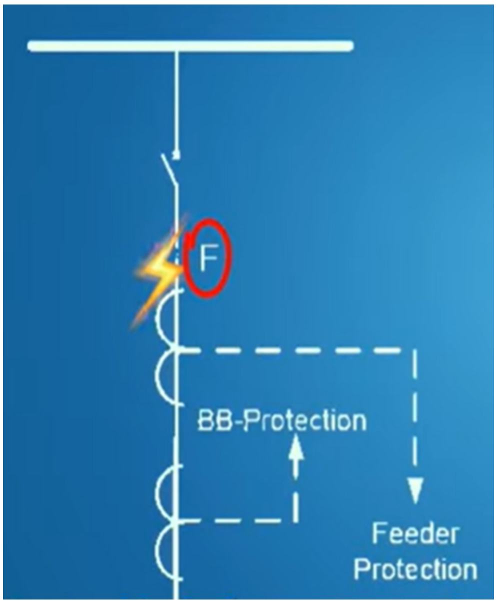
أو أن يتم وضع مقاومة صغيرة جدا بين طرفي ال relay winding ، لينشأ عليها جهد يتناسب مع قيمة التيار المار في CT secondary ، والذي عادة ما تستخدم في digital relays ، والتي تحتاج إلى تحويل التيار إلى جهد تمهيدا لتحويله إلى digital number باستخدام analog digital converting.



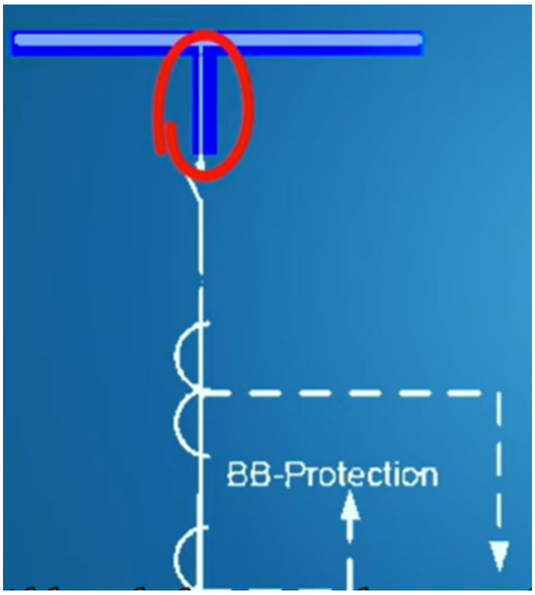


وبالنسبة لمكان توصيل CT في الشبكة، ففي الغالب بالنسبة لـ line مثلا يتم توصيل CT الخاص بحماية ال line بين busbar وCB ، بينما CT الخاص بحماية busbar يوضع بعد CB كما في الشكل .

وهذا الترتيب يؤمن أعلى درجة من درجات overlapping بين مناطق الحماية المختلفة، بمعنى انه في ظل هذا الترتيب لن توجد أي نقطة غير محمية في الشبكة الكهربائية ، والتي تسمى Dead zones، ويمكن التخلص من Dead zones من خلال overlapping .



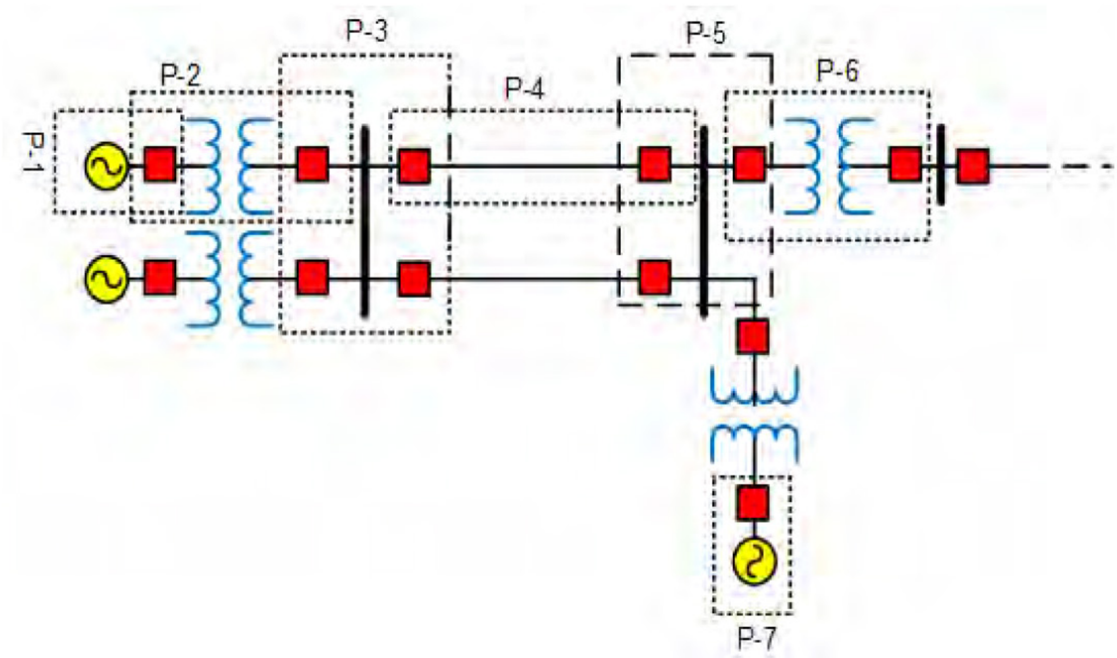
الآن لنفترض أننا قمنا بوضع كلا ال CT's في جهة واحدة بعد CB ، فإن عطلا عند النقطة F كما في الشكل . سوف يكتشف بواسطة busbar protection. ومع أن هذا العطل ليس على busbar أصلا، وليست هذه هي المشكلة الوحيدة، ولكن المشكلة الأكبر أن العطل سيظل موجودا حتى بعد فتح CB ، حيث سوف يتم تغذيته من remote in CB، وبالتالي اعتبر هذا FAULT خارج منطقة الحماية فقط بسبب location الخاطئ ل CT الخاص بحماية line.



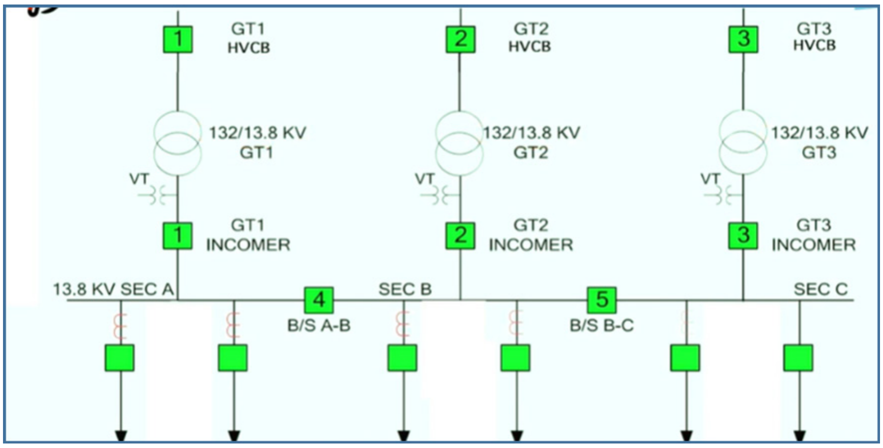
عندما عملنا في أحد المحطات الكهربائية وجدنا أن المصنع قد وضع في switchgear , كلا CT's بعد CB ، أحدهما لحماية busbar والآخر لحماية line وهذا شيء خاطئ نسبيا، مع أن protection requirements تنص على أن يوضع busbar CT بعد CB وال line CT بين busbar و CB ، فقمنا بمراسلة هذا المصنع، فقال لنا أن المسافة بين Busbar و CB صغيرة جدا و لا يمكن وضع CT فيها، مع أن هناك مصنعين آخرين قاموا بصنع switchgear وقاموا بعمل مساحة مناسبة ووضعوا CT بها بالشكل الصحيح .

CT location

CT هي الحد الفاصل بين zones وهي التي تحدد بداية ونهاية كل zone، حيث لا يمكن ترك أي منطقة بلا حماية في الشبكة الكهربائية والمنطقة التي تكون بلا حماية في الشبكة الكهربائية تسمى dead zone ، والتخلص منها يكون من خلال CT location بتحقيق overlapping . فمثلا يتم توزيع CT في محطة 13.8kV\132 في switchgear بحيث يوضع CT الخاص بحماية feeder بين busbar وCB ، بينما يوضع CT الخاص بحماية busbar بعد CB.



ونلاحظ هنا أنه يوجد لدينا ثلاث محولات قدرة كل power transformer يقوم بتغذية كل section بشكل مستقل من خلال incomer، وبين كل section يوضع CB يسمى bus-section ، لذا يسمى ال section الأول Section A و section الثاني section B section الثالث يسمى section C ، ويسمى هذا CB ب 1 bus-section ، ويسمى هذا CB ب 2 bus-section



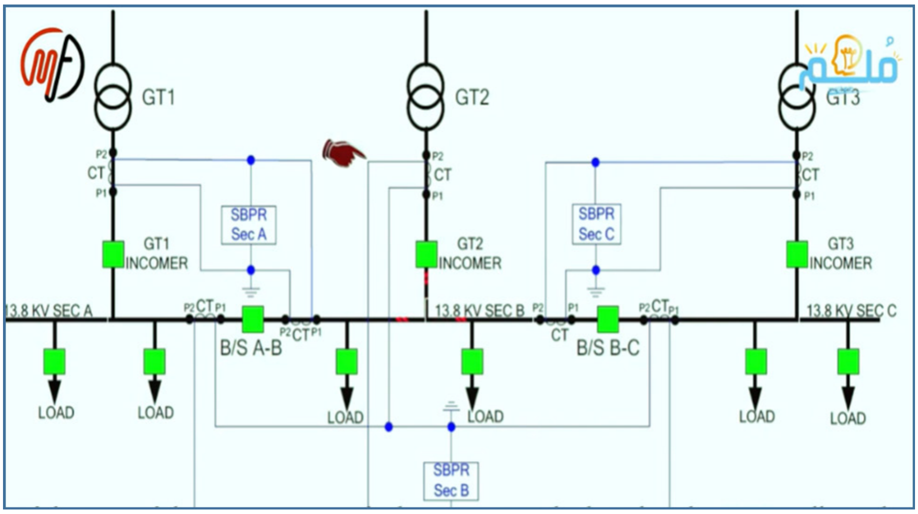
لحماية busbar في section A نقوم بجمع اتجاهي لكل CTs الداخلة والخارجة منه وذلك عن طريق توصيل جميع CTs على التوازي تحقيقا لقانون kirchhoff's current والذي ينص على أن مجموع التيارات الداخلة الى نقطة يجب أن يساوي مجموع التيارات الخارجة منها ، وبالتالي يكون مجموع CTs كما في الشكل أربعة CTs واحد على incomer وآخر على bus-section واثنان على outgoing.

ولاحظ أيضا أن CT bus-section الخاص بحماية section A يوضع على يمين bus-section one CB بينما CT الخاص بحماية فقط bus-section B يوضع على يساره ، وذلك كما قلنا من قبل لتحقيق overlapping بين BB section A protection و BB section B protection

بينما حماية busbar section 2 تحتاج الى وصل خمسة CTs على التوازي كما في الشكل وهم :

- Incomer 2 CT
- CT to the left of the BS1 – CB
- CT to the righ of the BS2 – CB
- And 2 CT from outgoing

وممكن استخدام حماية أخرى BBتسمى stuck breaker protection والتي تقوم بجمع التيارات الداخلة فقط على BB من خلال incomer و bus-section CT فقط، فإذا زادت عن قيمة setting ترسل إشارة trip لكل أو outgoing مع incomer وال bus-section .



نلاحظ أن الفرق بين BB protection و stuck breaker protection :
أن BB protection تقوم بجمع التيارات الداخلة والخارجة، بينما
stuck breaker protection تقوم بجمع التيارات الداخلة فقط على BB.

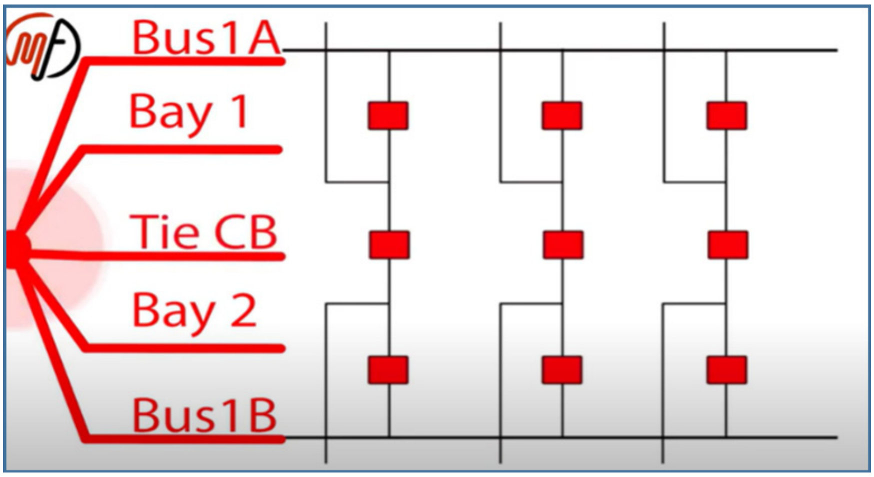
نلاحظ أن section A يحتاج إلى 2 CT's فقط ، واحد من incomer الأخذ من bus-section و section B يحتاج الى 3 CT's ، واحد من incomer وواحد من bus-section 1 والآخر من bus-section 2 و section C يعامل معاملة Section A إذا من خلال معرفتي بالـ protection scheme بمعنى خطة وأسلوب الحماية المستخدمة ، أقوم بتوزيع مواقع وتوصيلات CT's الخاصة بها.

ونلاحظ أن استخدام stuck breaker protection يوفر عدد كبير من CT's، فهو أقل تكلفة من استخدام BB protection ، وسمي stuck breaker لأنه يعمل trip إذا فشل feeder breaker بعمل tripأي حدث ل CB stuck ، بمعنى منع العمل عند حدوث عطل على feeder .

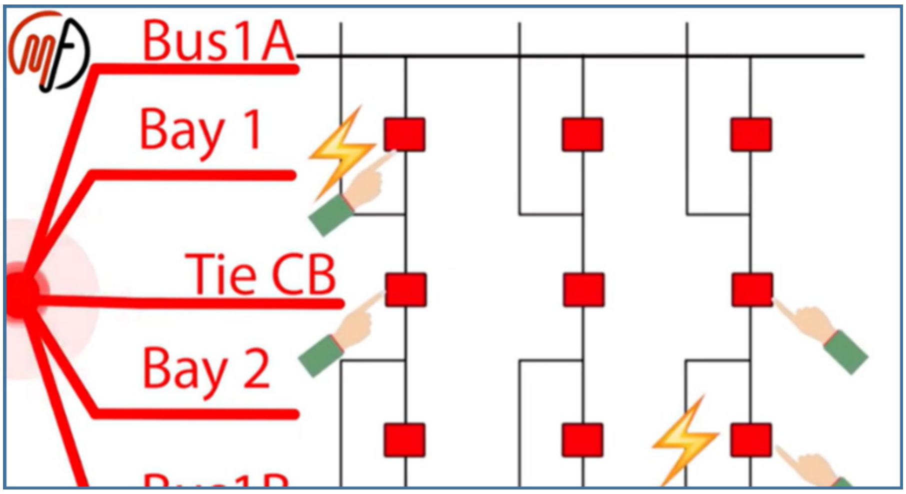
ونلاحظ أن استخدام stuck breaker protection يوفر عدد كبير من CT's، فهو أقل تكلفة من استخدام BB protection ، وسمي stuck breaker لأنه يعمل trip إذا فشل feeder breaker بعمل trip أي حدث ل CB stuck ، بمعنى منع العمل عند حدوث عطل على feeder .

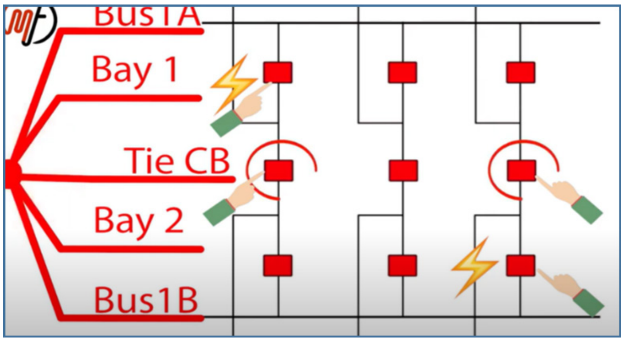
ولدينا مثال آخر على توصيل CT لمحطات 400kV والتي يستخدم فيها نظام one & half CB .

حيث يركب ثلاث CB's لكل دائرتين، أي كأنه لدينا قاطع ونصف لكل دائرة، والدائرة هنا تعني Bay , الأصل أن الثلاث CB's كلهم close في الظروف الطبيعية، وبالتالي فإن كلا البسبارين يعملان في الظروف الطبيعية، لذا يعتبر كل واحد منهما main ولا فرق بينهما . و يسمى CB الموجود في الوسط ب Tie CB .

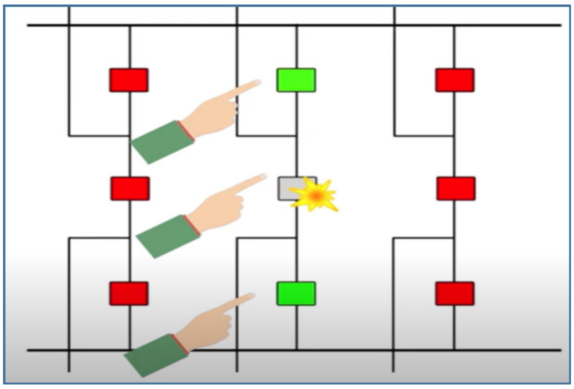


عند حدوث عطل على أي خط فإن كلا CB المتصلان بالخط المعطل ينفصلان.



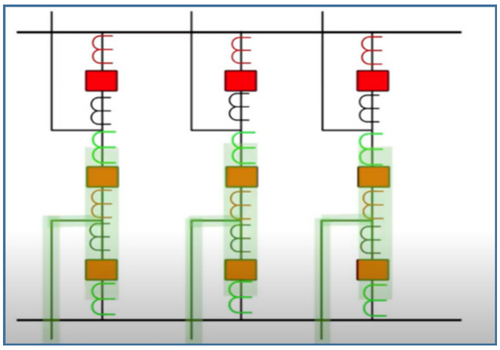


إذن لاحظ أن Tie CB سوف يفصل إذا كان العطل على transformer مثلا أو على over head line .

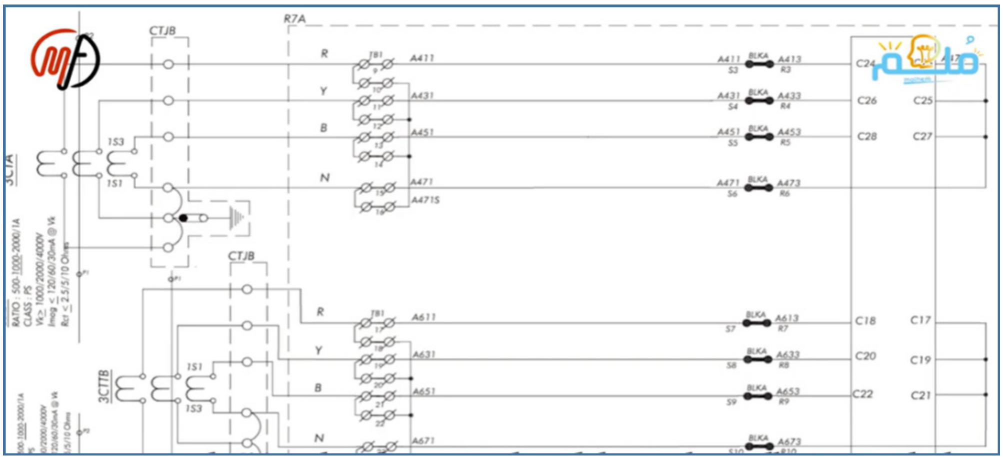


أما إذا حدث عطل على Tie CB فيجب أن يفصل الثلاث قواطع معا .

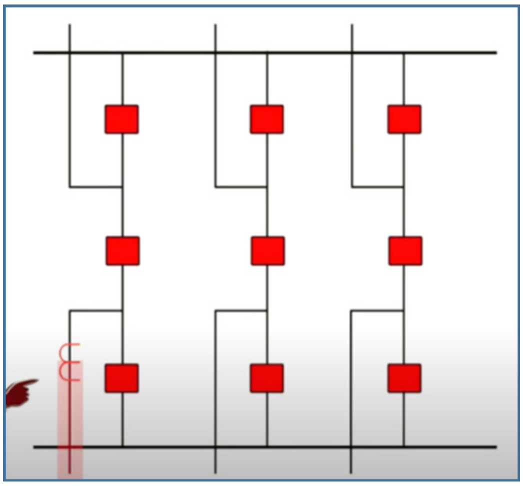
الهدف من هذا configuration هو أنني أستطيع عمل صيانة لأي CB من القواطع الثلاث الموجودة في أي bays في المحطة بدون فصل أي من الأحمال، وكذلك الحال أستطيع فصل أي من هذين البسارين دون فصل أي bay، لذا يسمى هذا النوع من التوصيلات ب N-1 configuration ، بمعنى أنه يمكنك إزالة أي معدة دون التأثير على بقية bays، وهذا يساعد على استقرار الشبكة وتحقيق استمرارية التشغيل ، ولغلاء تكلفته لا يستخدم إلا في شبكات extra high voltage لأهميتها الشديدة.



وبعد ما فهمنا الغاية من one & half CB نريد الآن توزيع CT's بشكل يضمن لنا أفضل حماية لكل المناطق.
في البداية نتفق أن CT الخاص بحماية
A 1 busbar و busbar 1 B لا يوضع بعد busbar مباشرة ، وإنما تكون بعد CB كما قلنا من قبل ولا فيها أي مشاكل. وبما أنه لكل bay هناك CB فنضع لكل bay أيضا CT's 2 لأن هناك احتمال أن يكون كلا القاطعين closed أو أحدهما على الأقل closed، ونقوم بجمع كلا CT's قبل دخولهما إلى relay عن طريق توصيل secondary لكليهما على شكل parallel،
أو أن ندخل كل CT على relay على حدة، ونجمعهما داخل relay من خلال software configuration

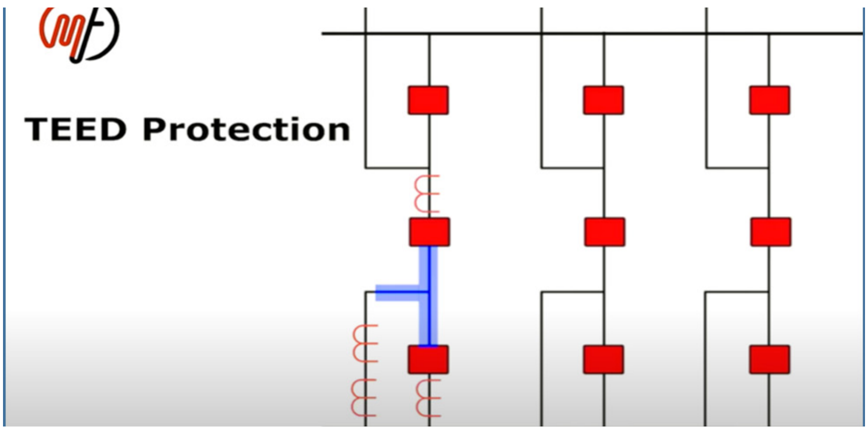


ووجد أيضا في بعض المحطات أنهم يقومون بوضع CT واحد فقط يوضع هنا لحماية الخط ،



وبالتالي تظهر لنا منطقة على شكل حرف T غير محمية أي dead zone ، ونضع لها حماية خاصة تسمى TEE protection أو TEED protection.

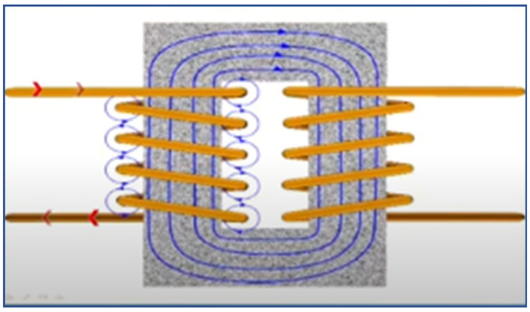
نضع لها ثلاث CT's كما في الشكل ، وندخلهم على differential relay حسب قانون kirchhoff's فيجب أن يكون مجموع التيارات الداخلة على busbar هو نفس مجموعة التيارات الخارجة منه.و TEE هنا تعني بداية الطريق أي بداية الطريق المؤدية إلى ال line , وسوف نشرح طريقة توزيع التيارات بالتفصيل في هذا



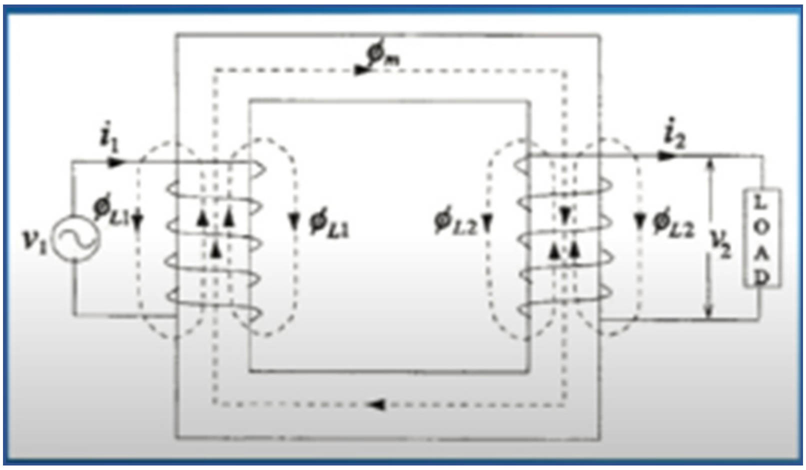
CT saturation

ما هو مبدأ عمل current transformer ؟

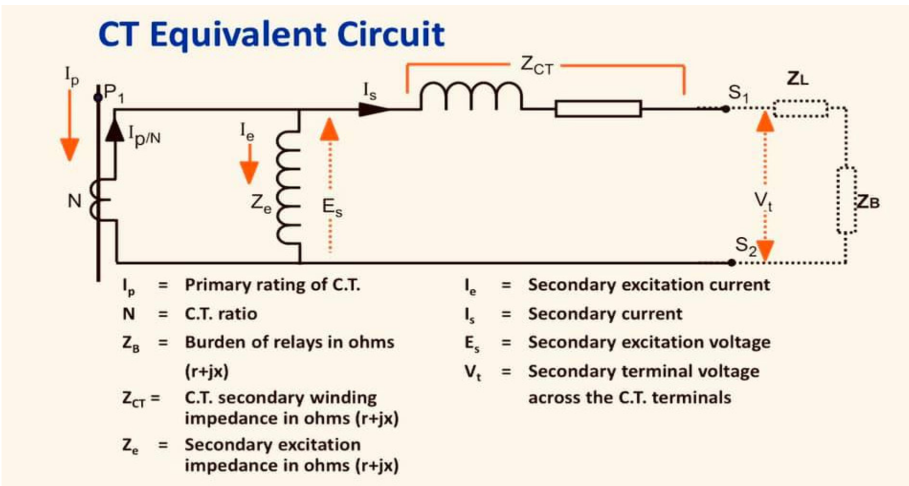
عندما يمر تيار في ال primary winding الموصولة على التوالي مع الدارة، فإنه ينشئ مجال مغناطيسي هذا المجال المغناطيسي عندما يتقاطع مع cross-section core، فإنه ينشئ magnetic flux هذا magnetic flux يتحرك بفعل MMF (magnetic motive force) من خلال core يتقاطع مع secondary winding .

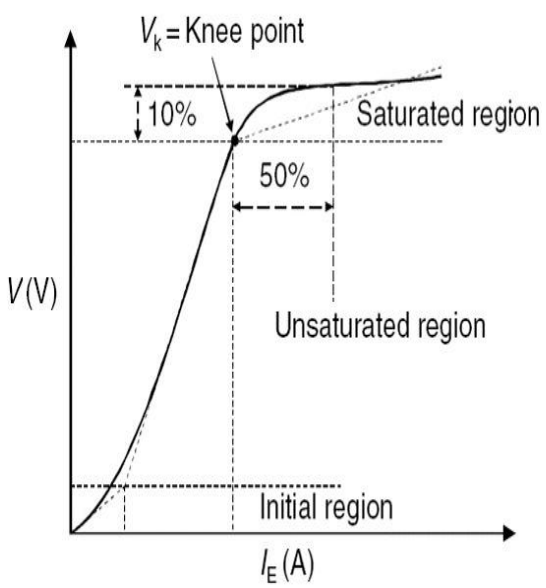


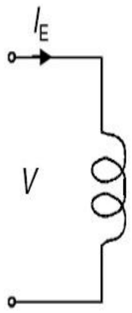
وعندما يتقاطع magnetic flux مع secondary winding ينشئ electro motive force على أطراف secondary، وهو الذي يتسبب في نشوء secondary current .



وأقصى جهد بين طرفي CT هو الذي يسمى بknee point voltage وهو الذي يرمز له برمز Es في هذه الصورة .





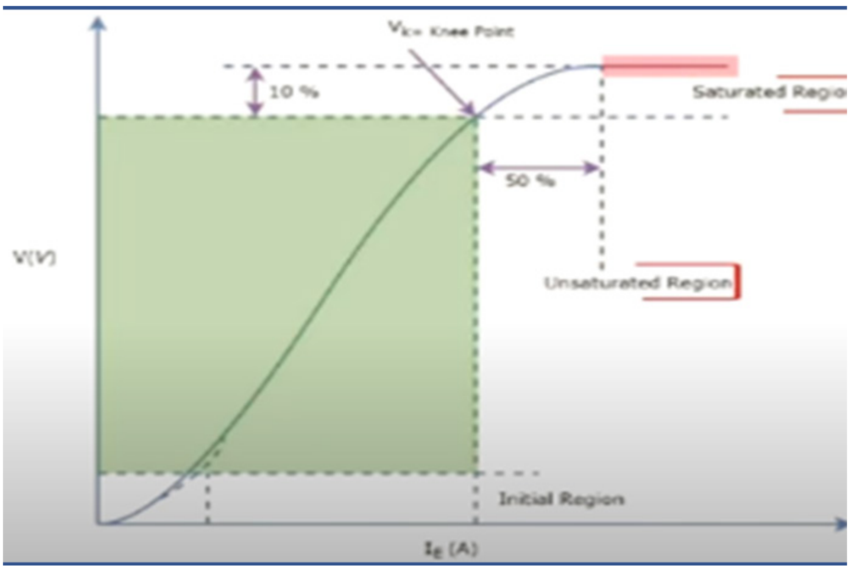


ومن المعروف أن لكل CT يوجد magnetization curve or excitation curve خاص به ، وهو عبارة عن منحنى يوضح العلاقة بين voltages الناشئة على أطراف secondary windings والتيار المسبب لflux، والذي يسمى excitation current وهو التيار المسحوب في داخل core وهو يمثل جزء صغير من التيار الناشئ في secondary side ، أي هو التيار المسحوب في داخل Ze ، كما هو موضح في الشكل السابق.

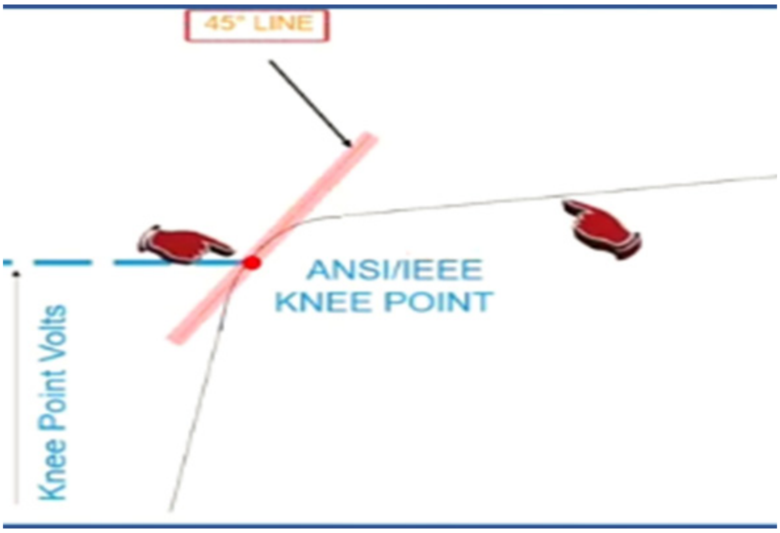
ويوجد على magnetization curve نقطة تسمى knee point أو نقطة الانقلاب. هذه النقطة ينتقل فيها المنحنى من شكل إلى آخر، أو ينتقل فيها المنحنى من مرحلة طبيعية إلى مرحلة غير طبيعية. وتسمى هذه المرحلة الغير طبيعية بمرحلة saturation أي التشبع .

وتعرف knee point حسب IEC standard بأنها النقطة التي تتسبب فيها زيادة 10% من قيمة voltage المطبقة على ملفات CT في ارتفاع قيمة تيار ال magnetization إلى 50% .

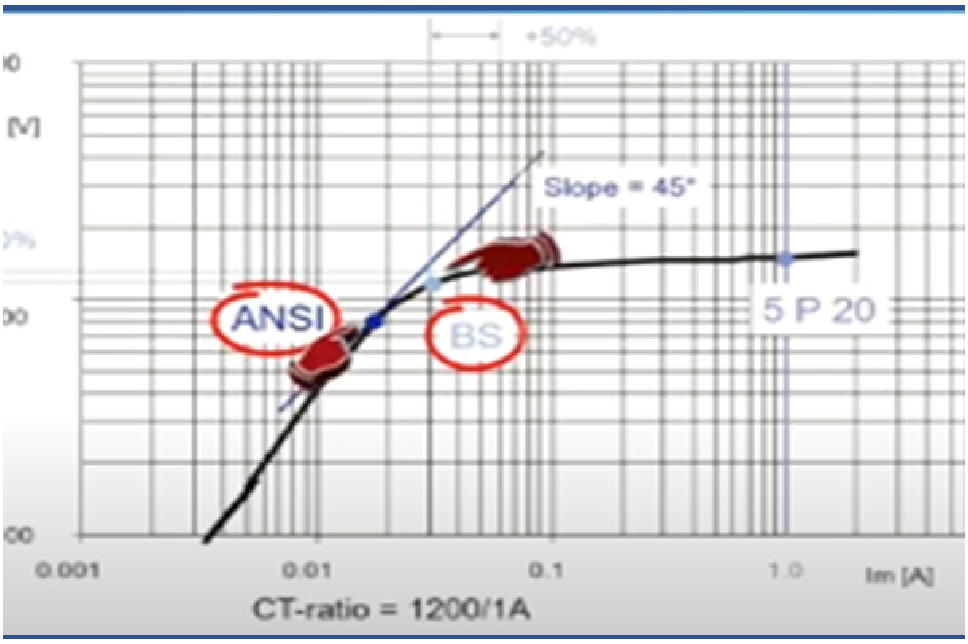
بمعنى آخر هي المنطقة التي يدخل بعدها CT إلى مرحلة saturation، حيث يجب أن يعمل CT في المنطقة الخطية قبل هذه النقطة.



أما تعريف knee point حسب IEEE \ ANSI standard فهي نقطة إلتقاء خط المماس بزاوية 45 درجة مع magnetization curve .



وعندما نقوم بمقارنة التعريفين على الرسم نلاحظ أن knee point حسب IEC standard أعلى من knee point حسب IEEE standard.

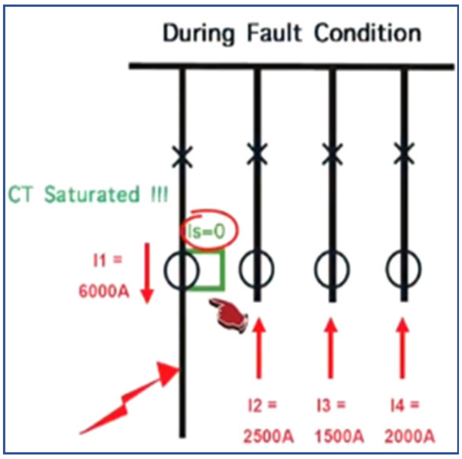


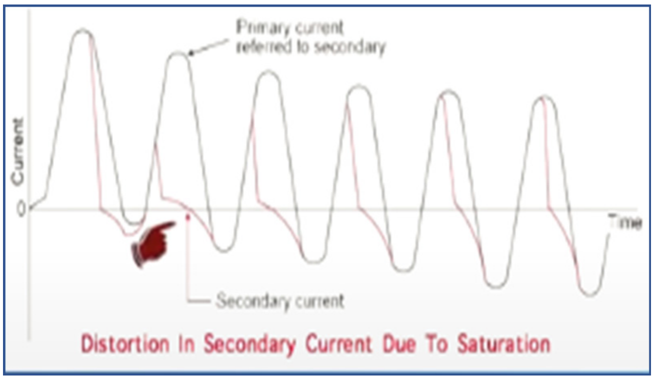
ولكن السؤال أنه ماذا يعني لو دخل CT إلى مرحلة saturation؟

أو بمعنى آخر ما المقصود عندما أقول أن هذا CT is saturated ؟

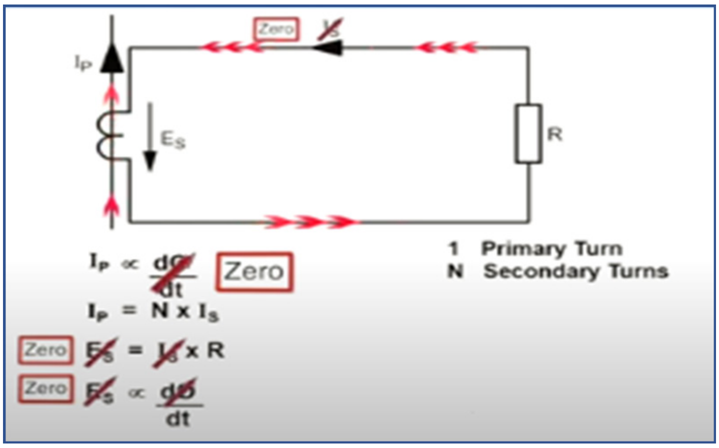
معناه أن هذا CT لن ينشيء تيار في secondary ويصل تقريبا إلى الصفر أو قد ينشأ تيار مشوه أو خاطئ يؤثر على قرار relay. وفي هذه الحالة نتوقع أداء غير سليم لل relay ما لم تحل هذه المشكلة.

مشكلة CT تحدث مع الزيادة الكبيرة في قيمة primary current أي لحظة العطل، ويتسبب ذلك في نشوء magnetic flux عالي جدا لا يستطيع core تحمله ، فيحدث له ما يسمى saturation .





و saturation هنا تعني توقف زيادة flux بالنسبة للزمن، بمعنى أن معدل تغير flux بالنسبة للزمن أصبح صفر حيث يتناسب التيار طرديا مع معدل تغير flux بالنسبة للزمن، فإذا أصبح معدل التغير صفر فإن التيار أيضا سوف يصبح صفر نظريا.



والقلب الحديدي أو ال core في هذه الحالة يشبه طريق به عدد كبير من السيارات.

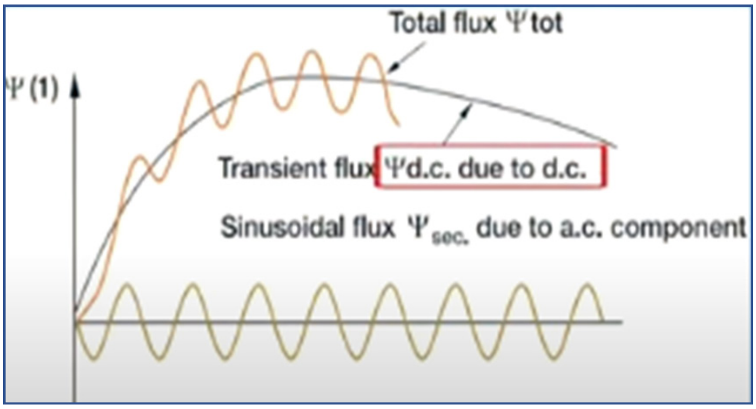
هذا الطريق له قدرة استيعابية وعدد محدد، فإذا زاد عدد السيارات عن قدرته الاستيعابية فإن المرور حتما سوف يتوقف، وحينها نقول أن هذا الطريق قد تشبع أو أصبح هذا الطريق saturated، وبالتالي لم يحقق الهدف أو الغاية التي من أجله وجد.

لنفترض أنه حدث عندي عطل 3-Phase Fault وهو أخطر أنواع الأعطال ، فأنشأ تيار عطل عالي جدا جعل CT saturated بسببه.

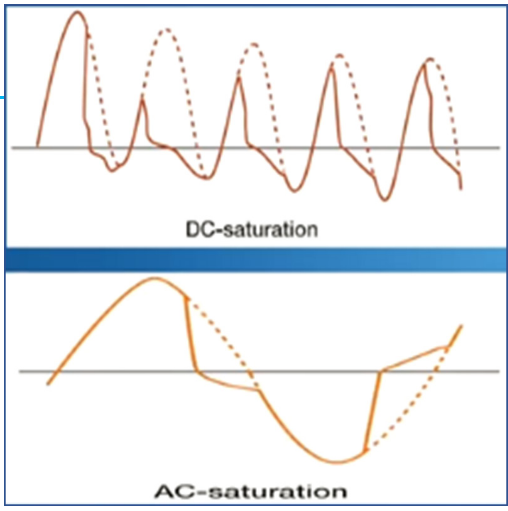
ماذا نفعل بهذا CT saturated أو إذا لم يصبح CT saturated كيف يمكن التخلص من residual flux المتبقية في داخل core داخل CT؟ وكيف يمكن إزالتها؟

مع العلم أن residual flux المتبقية في داخل core هي أحد الأسباب الرئيسية لظهور ما يسمى DC offset ، وهي أحد العوامل الرئيسية في تشوه قيمة current .

أي كأنك قمت بتطبيق جهد DC على transformer ، مع العلم أنك لو قمت بتطبيق DC متزايد على current transformer ، فإنه سوف يذهب بشكل سريع جدا إلى مرحلة saturation وسوف يحدث له overheating.

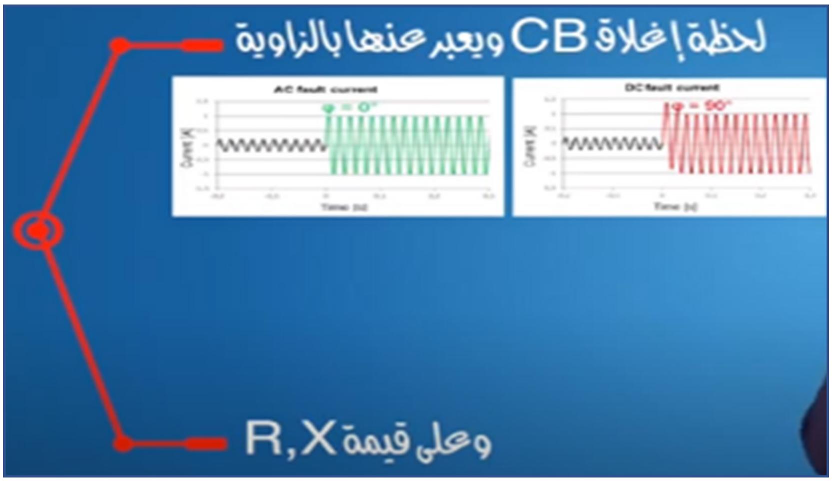


هناك فرق بين DC saturation و AC saturation.



وتعتمد قيمة DC offset في الدارة على لحظة إغلاق CBوعلى قيمة R,X في الدارة، بينما تعتمد مدة بقائها على قيمة ال R,Xفقط.

ويمكن أن نتعرف بسهولة على وجود DC offsetفي primary current ، وذلك من خلال سماع صوت مرتفع خارج من core فصدور صوت من core يعني أن هناك DC offeset أو أن دائرة is open secondary for CT .



نعود مرة أخرى لنسأل نفس السؤال:

كيف يمكن حل مشكلة saturated CT أوresidual flux ؟

يتم حل هذه المشكلة عن طريق تطبيق جهد عالي على أطراف CT secondary winding ، ومن ثم رفع هذا الجهد حتى يتعدى قيمة knee point voltage، ومن ثم نقوم بتخفيض الجهد تدريجيا الى أن يصل الى الصفر.

وبهذا الإجراء نكون قد ألغينا residual flux بإضافة flux جديد معاكس له ليلغيه ، وهذه الطريقة تسمى CT Demagnetizing.

وهناك طريقة أخرى لحل مشكلة saturated CT أو التخلص من residual flux المتبقي في داخل core، وهي بترك CT لفترة زمنية معينة تعتمد على قيمة R,X للدارة

$$i_e = I_1 \frac{T}{T_1 - T}\left(e^{-t/T_1} - e^{-t/T}\right)$$

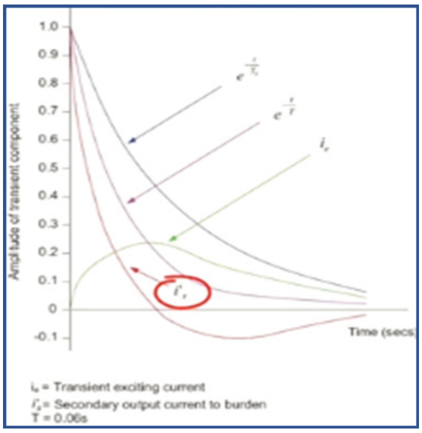
where:

T = primary system time constant L/R

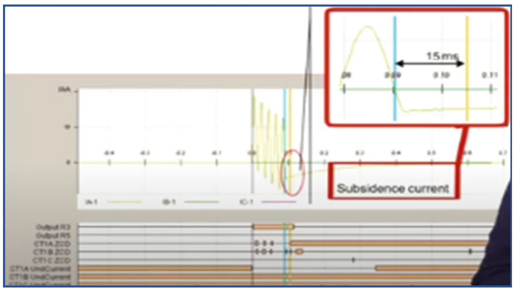
T_1 = CT secondary circuit time constant L_e/R_b

I_1 = prospective peak secondary current

عندها يقوم CT بإنشاء تيار حثي في secondary دون وجود تيار في primary حتى يتخلص من كل flux المتبقي في داخل core حتى تعود الأمور كما كانت.



وحدث في أحد المحطات أن أدى بقاء هذا التيار الحثي الناشئ بسبب residual flux في داخل core على الرغم من انقطاع primary current إلى تشغيل BF Protection في المحطة ، حيث ظن الريليه أن العطل ما زال مستمرا ، ف أدى ذلك إلى خروج جزء كبير من المحطة.



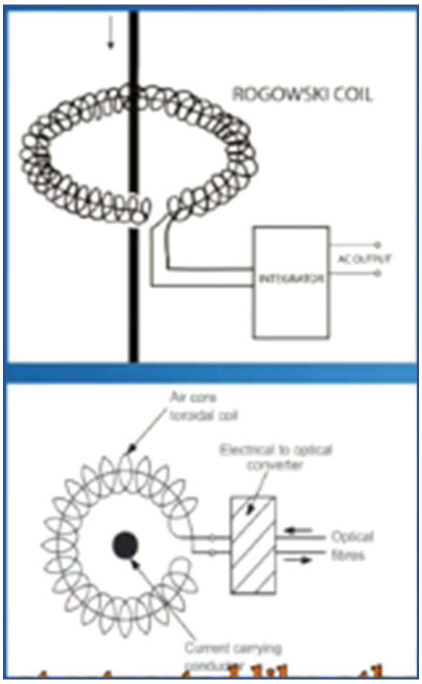
لذلك تم الاتفاق على استخدام CT من نوع خاص لا يمكن بقاء residual flux في داخله، بمعنى أن remanace له تقريبا صفر أو مهملة، وهو من نوع TPZ لاستخدامه للBF حتى لا تتكرر المشكلة مرة أخرى.

CT classes as per IEC 60044-6

CT Class	Air gap	Remanance	Application
TPS	No	High upto 85%	high impedance circulating current protection
TPX	No	High upto 85%	line protection.
TPY	small	Low <10%	line protection with auto-reclose.
TPZ	Large	Negligible 0%	special applications such as differential protection of large generators

Rogowski coil current transformer

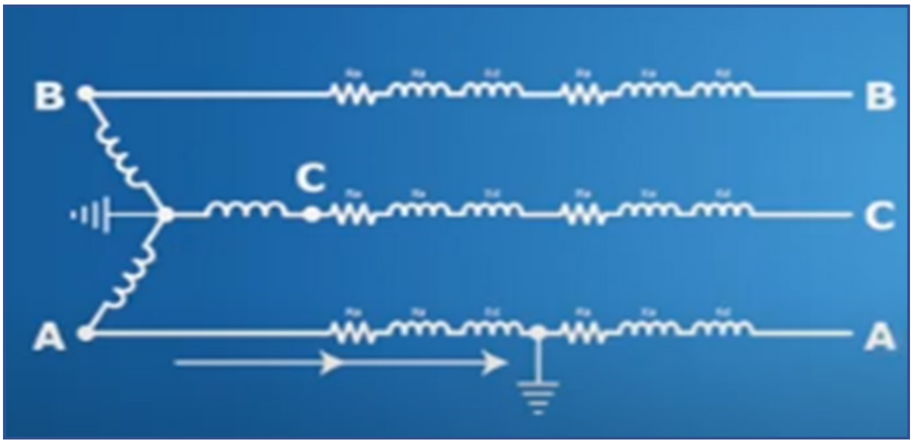
قام العالم Rogowski بحل أكبر مشكلة من مشاكل CT وهي مشكلة saturation ، فقام باختراع CT لا يوجد فيه saturation أصلا .



فقام بعمل CT له input current عند primary side ولكن عند secondary له output voltage وليس current ، وبالتالي فهو لا يتشبع مثل باقي CT's ، ويمتاز هذا CT بأنه يتحمل تيارات عالية حتى 5KA.

وقامت شركة ال ABBبتطبيق هذه الفكرة (فكرة Rogowski) على أحد relays وهو relay REF542 plus ، فهذا relay عند فحص over current له ، فإنه صمم لأن يدخل عليه voltage وليس current. إذن كيف يمكن فحصه ؟؟
هناك قطعة خاصة تسمى Rogowski CT يتم وصل هذه القطعة بجهاز الفحص وكأنها قطعة منه فيقوم جهاز الفحص بحقن current من خلالها ، فتقوم بتحويل current الى voltage مناسبة وتتلاءم مع current الداخل إليه ، ومن ثم نأخذ هذه voltage ونطبقها على relay.
أما إذا أردت توصيل Rogowski CT على باقي meters أوrelay التي لا تستخدم هذه الخاصية ، فيتم ذلك عن طريق توصيله من خلال Amplifiers خاصة.
ويعتبر Rogowski CT هو نوع من أنواع optical sensing CT's .

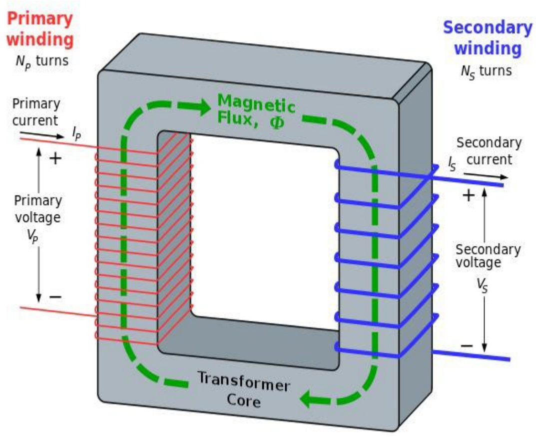
ولكن هناك سؤال مهم جدا أنه لماذا لم نتطرق إلى مشكلة saturation في VT كما تطرقنا إليها ب current transformer ، وذلك لأن مشكلة saturation تحدث عادة مع faults current أي عند ارتفاع قيمة التيار الداخل من خلال الCT بشكل كبير ، وارتفاع التيار يكون على حساب انخفاض الفولتية ، فعندما يحدث لدي انخفاض في الفولتية فإن هذا الفولتية القليلة قد لا تؤثر بشكل كبير على VT و لا تحدث له أي saturation، لذا نلاحظ عدم انتشار مشكلة saturation في VT مع العلم أنه قد يحدث saturation ل VT إذا حدث عليه overvoltage.



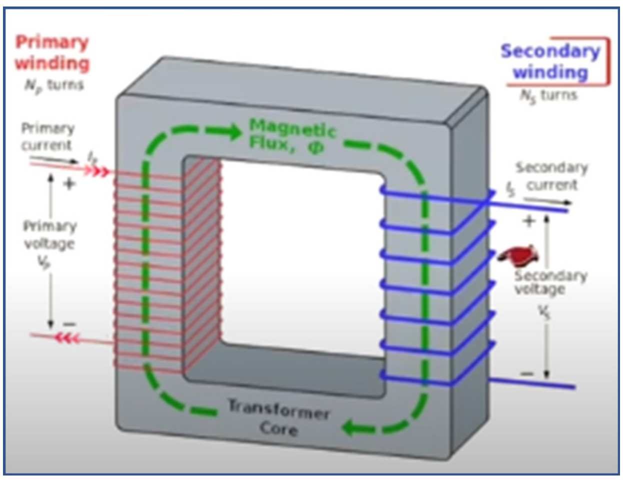
الآن نبدأ معكم مشكلة جديدة من مشاكل CT وهي مشكلة فتح دائرة secondary ل CT اثناء مرور تيار في الجانب الابتدائي له أي اثناء تشغيل الخط والتحميل عليه

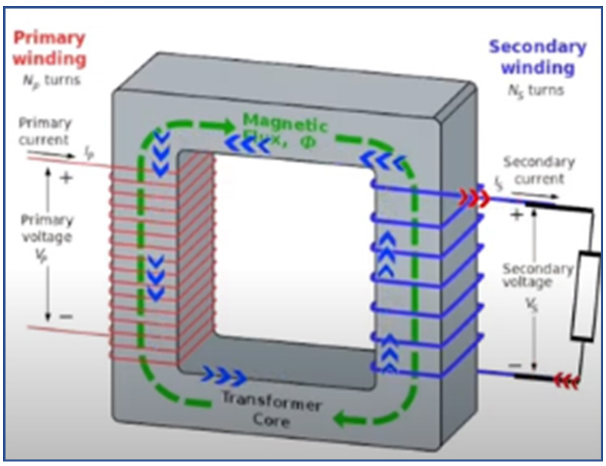
لماذا يمنع منعا باتا فتح دائرة CT اثناء مرور تيار في الجانب الابتدائي؟

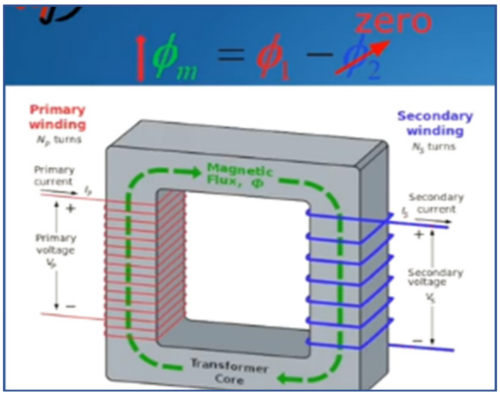
والسبب أنه عندما يمر primary current في CT فإنه ينشئ مجال مغناطيسي ، هذا المجال المغناطيسي ينشأ عنه قوة دافعة مغناطيسية MMF (Magnetic motive force).



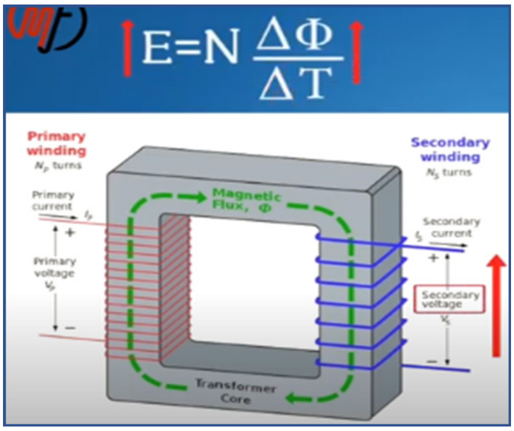
تقوم القوة الدافعة المغناطيسية بدفع flux إلى داخل core، فيسرع flux في داخل core فيتقاطع مع secondary winding فينشأ جهد حثي حولها، ومن ثم ينشأ تيار في secondary عندما يكون load متصل بها طبعا.







ثم يقوم secondary current بإنشاء مجال مغناطيسي و (MMF)جديدة ومعاكسة لتلك الموجودة في primary ستقلل من قيمة total flux، ففي حالة فتح دائرة secondary فلن تنشأ أي (MMF) معاكسة ومضادة لتلك (MMF) الأصلية ،



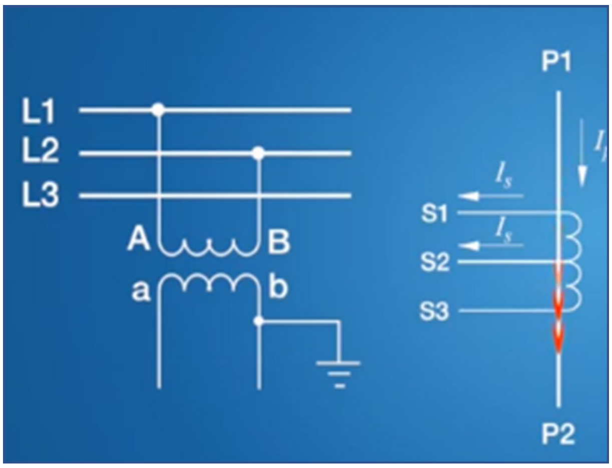
وبالتالي فإن قيمة (MMF) الأصلية القادمة من primaryسوف تتركز إلى داخل core مما يؤدي إلى رفع voltage على أطراف secondary بشكل كبير جدا.

وهذا الجهد العالي لا يمثل خطورة على المحول فقط، وإنما يمثل خطورة على الأشخاص المتعاملين مع هذه المحولات أثناء صيانتها والذين تعرضوا بالفعل لهذا الموقف احترقت أيديهم كما لو أنهم أمسكوا بشعلة نار.

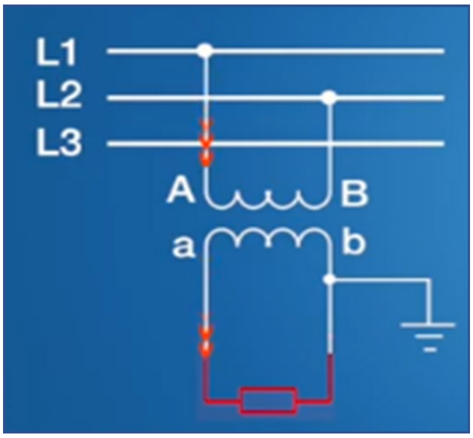
فإن كان من الضروري جدا نزع جهاز relay اثناء تشغيل الخط، فإنه يجب عمل short circuit تركت على اطراف CT secondaryقبل نزع relay .

وبالتالي يبقى هناك بعض current يمر من خلال short circuit ينشيء (MMF) معاكسة لتلك الموجودة في primary فلا يرتفع الجهد على أطراف CT secondary.

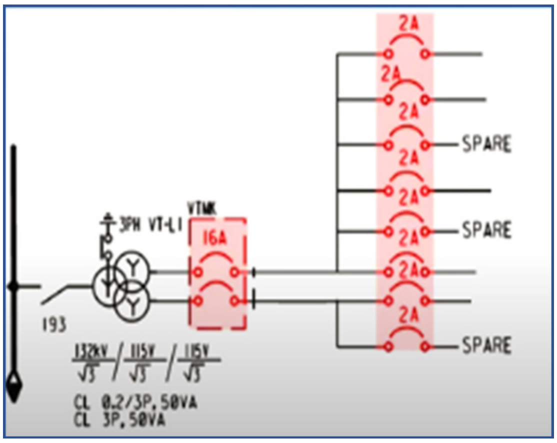
أما بالنسبة لل VT فإنها تختلف عن CT في طريقة توصيل primary، فتوصل ب CT على التوالي بينما توصل ب VT على التوزاي.

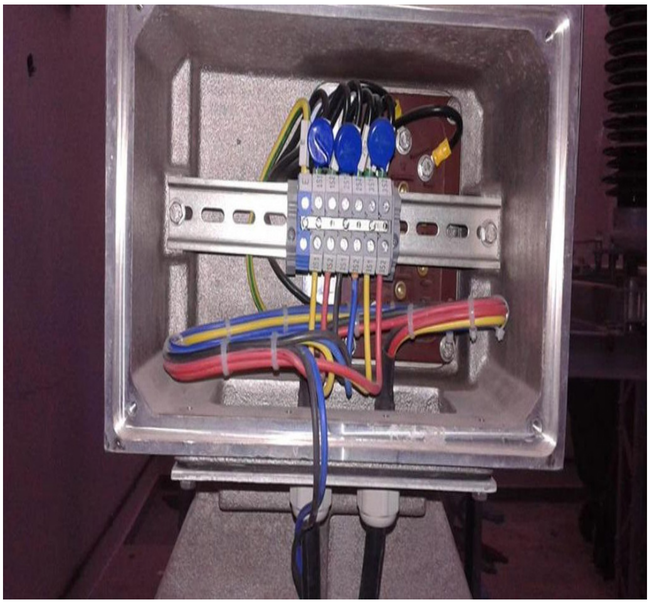


وهذا يدل على أن التيار في primary CT سوف يكون موجودا سواء كان load متصل على secondary أم لا، بينما التيار في primary VT يعتمد على وجود load في secondary، فإذا كان لدي load في secondary فإنه سوف ينشأ تيار secondary ، وبناء عليه سوف ينشأ تيار في primary. فإذا زال load ذهب معه تيار secondary وبالتالي ذهب تيار primary فلا يوجد خطورة في فتح دائرة VT secondary .



بل ويجب أن يوضع (MCB's)أو fuses على دائرة VT secondary لحمايتها من أي short circuit قد يحدث أو مرور تيار عالي قد يحرق VT، لذا يتم التحذير المطلق من فتح دائرة CT secondary أو عمل short circuit على دائرة VT secondary !.



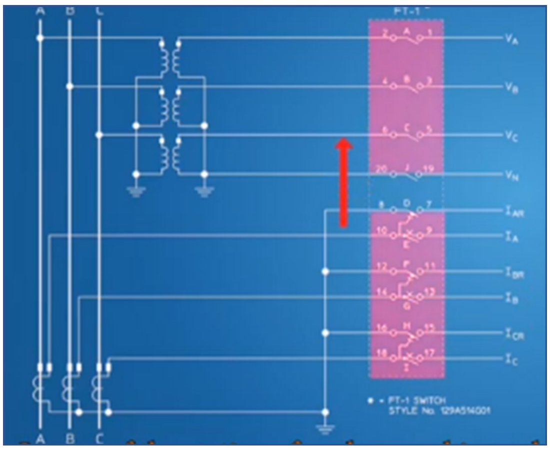


وفي بعض الحالات فإنه يتم وضع مقاومة على التوازي في دائرة CT secondary لل , red yellow and blue ، بحيث انه إذا فتحت دائرة CT فإن ارتفاع voltage سوف يحرق هذه المقاومة وبالتالي تصبح المقاومة كأنها short cir- cuit لحماية CT والأجهزة المتصلة الحساسة من أي ارتفاع في الجهد وتسمى هذا الدوائر بSurge protective circuit .

يفضل أن يكون lugs المستخدم في CT terminals من نوع ring lugs وحتى إذا حدث له أي lose لا يخرج من مكانه ويسبب open circuit و لا يجوز أن يكون CT luges من U-type أو Pin-Type



ويجب اختبار وضع test switch في داخل test plug لغرض اختبار relay مثلا والتأكد أن هذا test switch يجب أن يقوم بعمل فتح على دائرة VT secondary وعمل short circuit على دائرة CT secondary وليس العكس.!



حيث تم مواجهة مشكلة خطيرة في أحد المحطات حيث وجد فعليا اثناء الاختبارات أن VT wires موصلة مكان CT location test switch بينما

CT wires موصلة مكان VT location test switch،

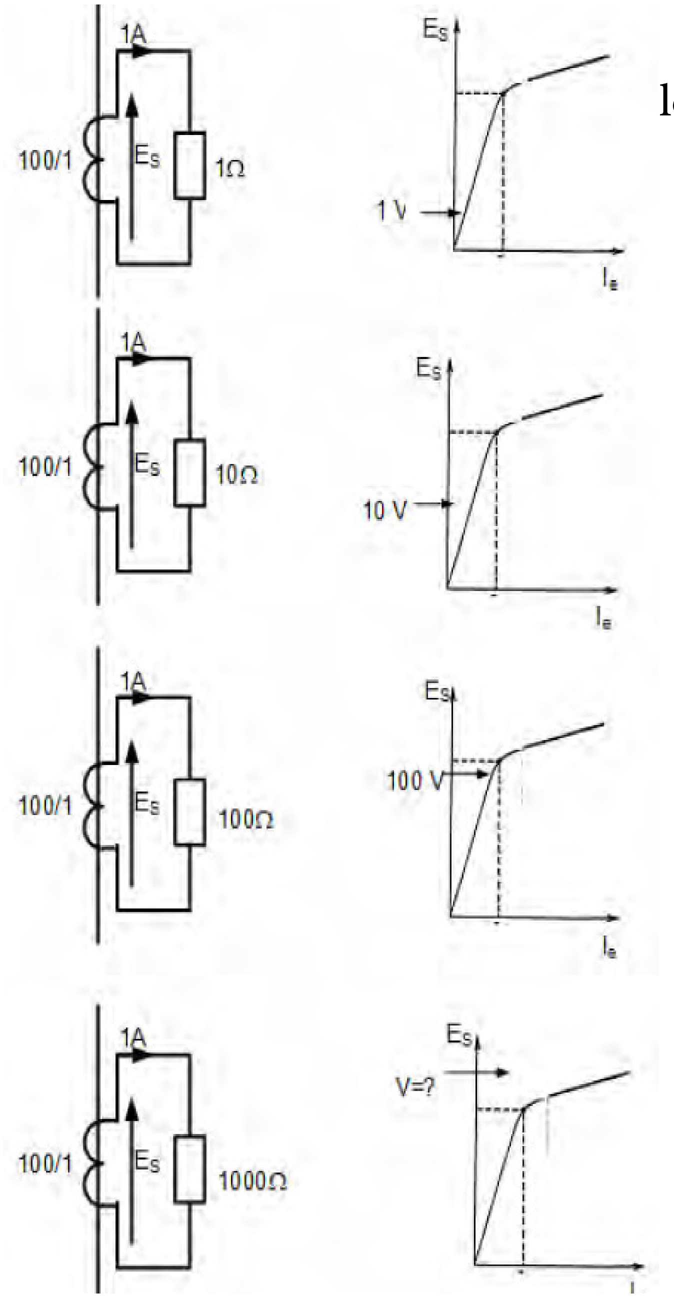
وهذا معناه أنه عند وضع test switch في داخل Test plug فإن هذا test switch سوف يقوم بعمل open circuit لدائرة CT و Short circuit لدائرة VT وهذا خطير جدا ، و هنا تكمن أهمية testing & commissioning قبل تشغيل أي محطة.

CT Burden

نبدأ معكم نقطة جديدة ولها أثر كبير على أداء CT وهي burden،

فما هو أثر burden على احتمالية أن يصبح CT saturated ؟

burden عرفناه عندما قمنا باختبار VT burden في الفصل السابق ، حيث قلنا أن **burden** أو الحمل بأنه قيمة المقاومة الموجودة على دائرة secondary، عند تطبيق **voltage** rated secondary. نفس التعريف يصلح لل CT وال VT ولكن باختلاف بسيط ، حيث هنا نقول أنه قيمة المقاومة الموجودة على دائرة secondary، عند تطبيق **current** rated secondary .



يلاحظ من الشكل أنه كلما كان relay يمثل low burden على CT كلما كان أفضل، لأننا لن نحتاج إلى CT ذي قدرة عالية، وهذه إحدى الميزات العديدة لأجهزة digital relays لأنها تمثل low burden مقارنة بأنواع static relay أو electromagnetic ، حيث كلما زاد burden كلما زاد الجهد على أطرافه، وكلما اقترب من نقطة knee point ، بمعنى أن CT على وشك أن يصبح saturated، لذا فإن burden من النقاط الهامة جدا والتي يجب أن تؤخذ بعين الاعتبار عند اختيار CT المناسب، وهي تشمل قيمة مقاومة الأسلاك + مقاومة relay نفسه .

في إحدى المحطات قمنا بعمل تحديث لنظام الحماية المستخدم وهو ما يسمى ب upgraded for protection system حيث تم إزالة جميع electro mechanical relay ووضعنا digital relay بدلا عنها. وبعد الانتهاء طلب منا الاستشاري consultant تغيير CT بما يتناسب مع digital relay الجديدة التي تم وضعها، فقلنا له أنه لا داعي لتغيير CT لأن CT قادر على تحمل burden عالي مثل electro mechanical relay من باب أولى أنه قادر على تحمل burden قليل مثل digital relay .

وأهم شرط آخر يجب تحقيقه لاختيار CT المناسب هو أن تكون قيمة knee point لهذا CT أعلى من قيمة voltage على أطراف secondary عند توصيل relay ، ولكنه أصر على تغيير CT، فأحيانا الاستشاري يقوم بإضافة تكاليف جديدة لا داع لها.

$$V_K \geq 2V_S$$
$$V_S \geq I_f\left(R_L + R_{CT}\right)$$

ال CT إما أن يستخدم ل protection أو أن يستخدم ل measurement . وأبرز الاختلافات بين كلا المحولين أن وجود knee point في حال protection CT أعلى بكثير من جهد Knee point الناشئ في حال metering CT .

وهذا شيء متوقع حتى لا يدخل CT في مرحلة saturation في لحظات العطل بشكل سريع جدا.

Primary Current I-pn: 600.0A
Secondary Current I-sn: 1.0A
Frequency: 60.0Hz
Nominal Burden: 30.0VA cos φ: 1.0
Operating Burden: 30.0VA cos φ: 1.0

Applied Standard: IEC 60044-6
Class: TPS
Rct: 1.221Ω (75.0°C)
Core Type: Protection CT

Knee Points:

Standard	V	I
IEC 60044-1	622.6V	39.78mA
IEC 60044-6	599.1V	48.01mA

Results with nominal Burden:		Results with operating burden:	
Burden:	30.0 VA cos φ: 1.0	Burden:	30.0 VA cos φ: 1.0
Kssc:	19.19	Kssc:	19.19
Ts:	1.469s	Ts:	1.469s

Test Settings:

Primary Current I-pn: 600.0A
Secondary Current I-sn: 1.0A
Frequency: 60.0Hz
Nominal Burden: 15.0VA cos φ: 0.8
Operating Burden: 30.0VA cos φ: 0.8

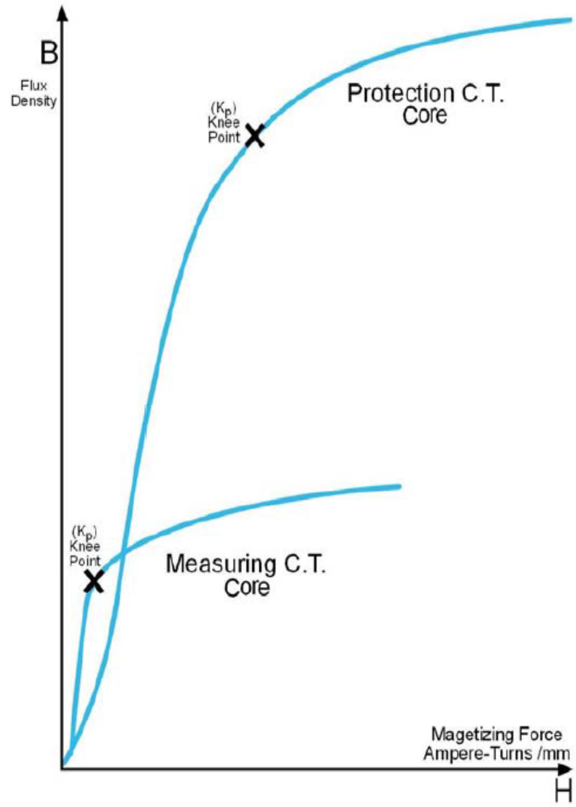
Applied Standard: IEC 60044-1
Class: 0.5 - FS 10 ext. 120%
Rct: 3.709Ω (75.0°C)
Core Type: Metering CT

FS: 10.0
Ext: 120%

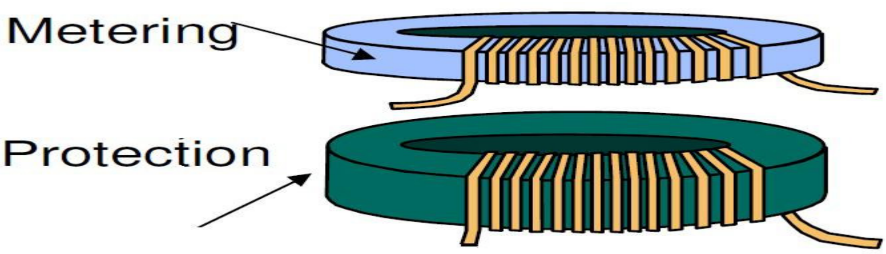
Knee Points:

Standard	V	I
IEC 60044-1	87.26V	3.289mA
IEC 60044-6	81.87V	4.591mA

Results with nominal Burden:		Results with operating burden:	
Burden:	15.0 VA cos φ: 0.8	Burden:	30.0 VA cos φ: 0.8
FS:	7.25	FS:	3.97
FSi:	6.79	FSi:	3.71
Ts:	6.010s	Ts:	3.407s
ε-i:	(@ FS = 10.0)	ε-i:	(@ FS = 10.0)



ومن المهم التأكيد أن Protection CT يتميز بقدرته على العمل في مدى واسع للتيار على عكس Metering CT حيث يعمل في مدى محدود للدقة المطلوبة ، ولاحظ أن حجم Core لل Protection CT أكبر منه في حالة Metering CT حتى يتحمل فيض مغناطيسي أكبر أثناء الأعطال .



وكنتيجة مما سبق فإن metering CT يمتاز بأنه :

- High Accuracy
- Low Burden output
- Low Saturation Voltage

بينما protection يمتاز بأنه :

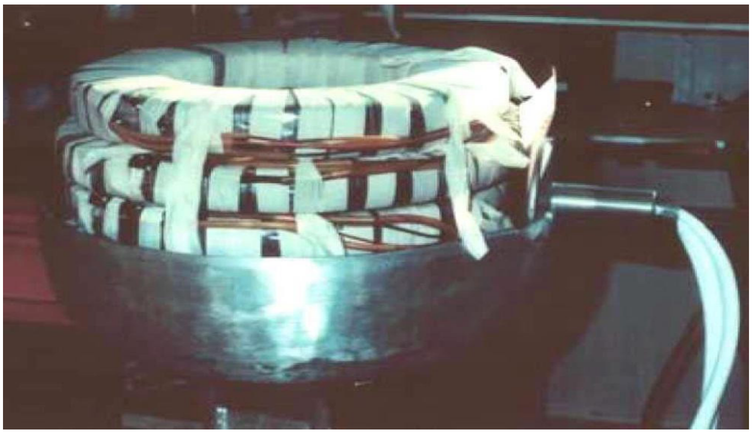
- low accuracy

فلا فرق عنده لحظة العطل بين 10كيلو أمبير أو 9 كيلو أمبير مثلا.

- High Saturation Voltage
- High Capability to transform High fault currents

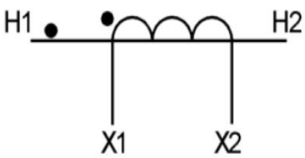
أي لديه القدرة على نقل وتحويل التيارات الكبيرة جدا الى جانب secondary ومن ثم نقلها إلى relay .

وبشكل عام فإن CT الواحد يحتوي على أكثر من core، حيث يكون من واحد إلى اثنين core مستخدمات metering، بينما اثنين إلى أربعة core مستخدمات للـ protection.

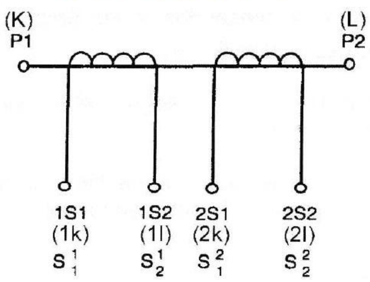




IEEE C57.13



IEC 60044-1

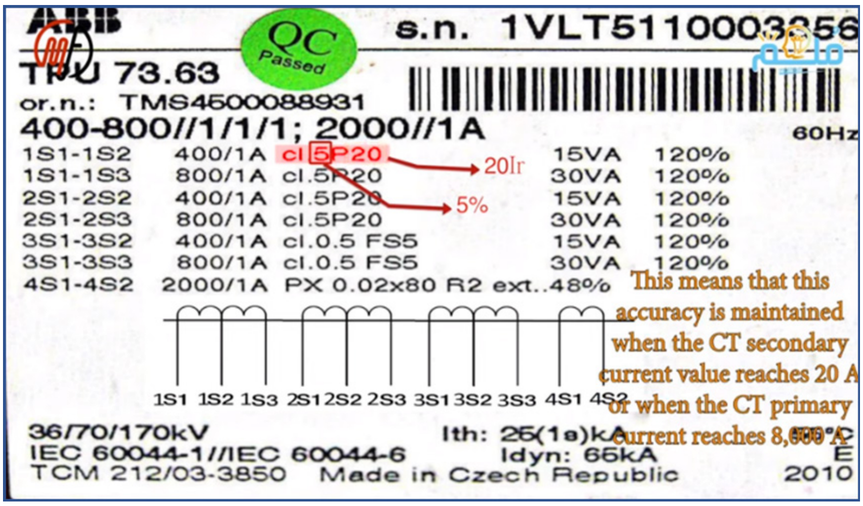


كيف نقرأ مواصفات CT من خلال nameplate ؟

نلاحظ أن هذا CT يتكون من 4 cores وكل core يحتوي على 2 taps.
في 1S1 الرقم الأول قبل S هو رقم core والرقم الثاني بعد S يدل على tap ، tap الأول لل core الأول هو 1S2 – 1S1 يحول من 400A إلى 1 A ، بمعنى أنه إذا مر 400 A في Primary فإن قيمة التيار في secondary هو 1 A ،



وكذلك الحال إذا مر فيه نفسه في 800 A Primary ، فإنه يعطي في 2 A secondary ، ونلاحظ بأن هذا CT يصنف بأنه من class 5P20 ، وهذه المعلومة تعني أن هذا CT له دقة قياس قدرها 5% ، ويمكنه المحافظة على هذه الدقة في مدى قدره 20 ضعف في التيار الطبيعي الذي يساوي 1A في secondary و 400 A ب primary



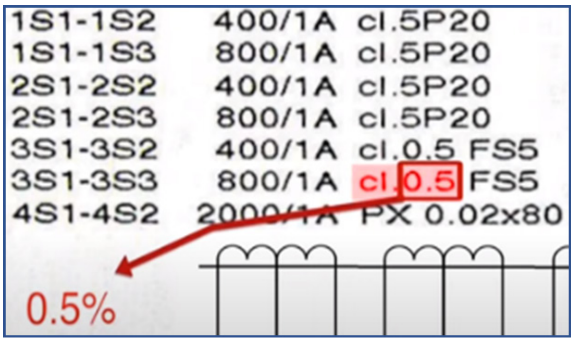
بمعنى أنه يحافظ على هذه الدقة عندما يصل تيار secondary الى 20A أو تيار primary إلى 20 * 400 والتي تساوي A 8000 في primary ، والرقم 20 هنا والذي يدل على أنه 20 ضعف في التيار الطبيعي يعرف بأنه Accuracy limit Factor ، ويرمز لها بالرمز F، أما حرف الـ P فيدل على أن هذا CT مستخدم للـ protection أما 15 VA فهي قيمة burden الذي يستطيع هذا CT تحمله في جهة secondary side.

أما بالنسبة إلى 120% فتدل على أنه يمكن تحميل هذا CT حتى 120% من قيمة التيار الطبيعي بشكل مستمر بدون حدوث أي زيادة في درجة الحرارة. ويسمى هذا factor ب Rated Continuous Thermal Current ، بينما Tap 2 والذي هو 1S1 – 1S3 ، الإختلاف هو أنه يحول من A 800 إلى 1 burden A له بالطبع هو أكبر ويساوي 30 VA ويتم استخدامه لأي توسعات مستقبلية. لاحظ معي أن CORE 1,2 and 4 ، يستخدموا للحماية بينما core 3 فقط يستخدم metering .

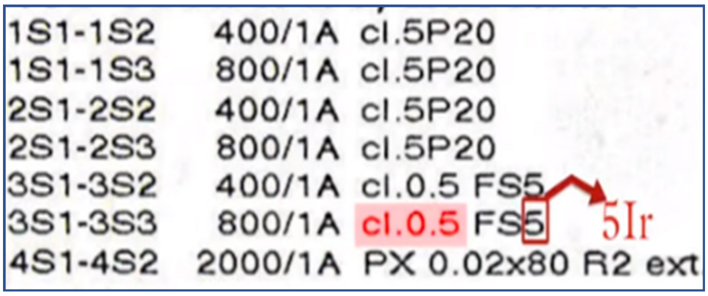
1S1-1S2	400/1A
1S1-1S3	800/1A
2S1-2S2	400/1A
2S1-2S3	800/1A
3S1-3S2	400/1A
3S1-3S3	800/1A
4S1-4S2	2000/1A

1S1-1S2	400/1A	cl.5P20
1S1-1S3	800/1A	cl.5P20
2S1-2S2	400/1A	cl.5P20
2S1-2S3	800/1A	cl.5P20
3S1-3S2	400/1A	cl.0.5 FS5
3S1-3S3	800/1A	cl.0.5 FS5
4S1-4S2	2000/1A	PX 0.02x80

الآن في metering CT والذي هو core 3 ، نلاحظ أن class له هو 0.5 FS 5 ،والتي تعني أن دقة القياس له 5% ويبقى محافظا على هذه الدقة حتى 5 أضعاف rated current . و FS هنا تعني safety factor والتي تستخدم في حالة metering CT.

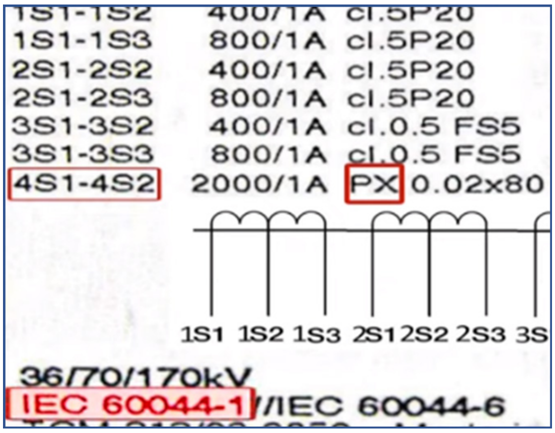


1S1-1S2	400/1A	cl.5P20
1S1-1S3	800/1A	cl.5P20
2S1-2S2	400/1A	cl.5P20
2S1-2S3	800/1A	cl.5P20
3S1-3S2	400/1A	cl.0.5 FS5
3S1-3S3	800/1A	cl.0.5 FS5
4S1-4S2	2000/1A	PX 0.02x80



1S1-1S2	400/1A	cl.5P20
1S1-1S3	800/1A	cl.5P20
2S1-2S2	400/1A	cl.5P20
2S1-2S3	800/1A	cl.5P20
3S1-3S2	400/1A	cl.0.5 FS5
3S1-3S3	800/1A	cl.0.5 FS5
4S1-4S2	2000/1A	PX 0.02x80 R2 ext

لو نظرنا الى core 4 فسنجد أنه من class PX أو X ، وهو مستخدم للحماية أيضا فهو تابع standared IEC 60044-1 وهو standared المستخدم في حال Stady state performance ويندرج تحته 5P , 10 P أو PX.



أما الـ standard IEC 60044-6 فهو مستخدم في حالة transient performance ويندرج تحته :

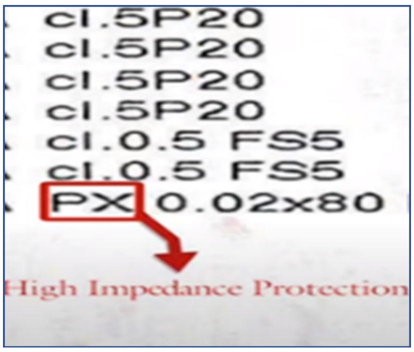
- TPX
- TPY
- TPZ
- TPS

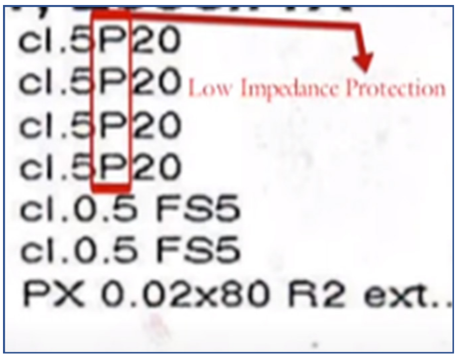
وحسب المواصفة الجديدة لل CT ، والتي هي IEC 61869-2 فقد ألغي TPS وتم عمل تعديلات على class TPX , TPY and TPZ

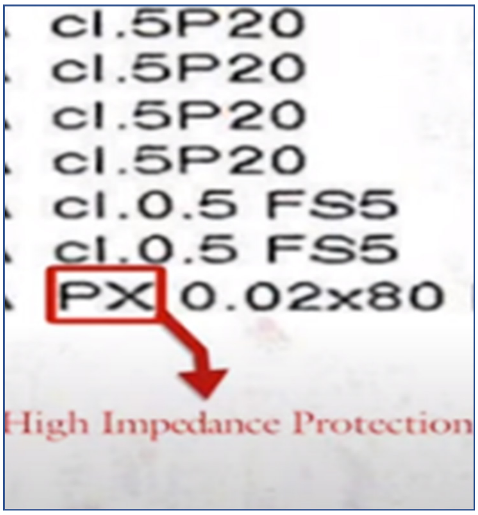
وعادة ما يستخدم CT من نوع class P مع low impedance protection ،

بينما يستخدم class PX إكس مع high impedance protection

أو التطبيقات التي لا تحتاج إلى دقة عالية .







80 هنا تعني أن 0.02 هي قيمة excitation current و 80 هي قيمة knee point voltage ، وكما تعلم أن القانون الشهير لحساب knee point voltage يكون بمعطيات هي ALF وهي خاصة class P أما class X إكس فيختلف فيه knee point ، وهو 80% من قيمة الجهد المولد على sec- ondary وقت العطل حسب IEC standard ، فلذا يصعب حسابه ، ولهذا السبب أعطي في nameplate.



وأما بالنسبة للمقاومة R2 والتي تساوي 48% فهي مقاومة CT resistance عند درجة حرارة 75° C والتي تساوي0.48 Ohm .

أما بالنسبة للجهود 36 , 70 , 170kVفتسمى rated insulation levels والتي تدل على قيمة الجهد المطبق عند اختبار مدة تحمل مقاومة العزل في CT،

حيث عند تطبيق هذا الجهد لفترة زمنية قصيرة يجب أن لا يسير أي تيار خارج CT طوال مدة الاختبار، وهي محاكاة لوجود CT في الخدمة أو قدرة CT على تحمل أي ازدياد في قيمة الجهد في الشبكة.

ف CT على سبيل المثال يجب أن يتحمل عزلها أي ارتفاع مفاجئ في الجهد نتيجة الصواعق أو أي مصدر داخلي من مصادر ارتفاع الجهد المفاجئ كعمليات الفصل والتوصيل على المحول أو المكثفات في الشبكة.

36kV هنا تعني Maximum system voltage.

أما 70kV فتعني power frequency withstand voltage.

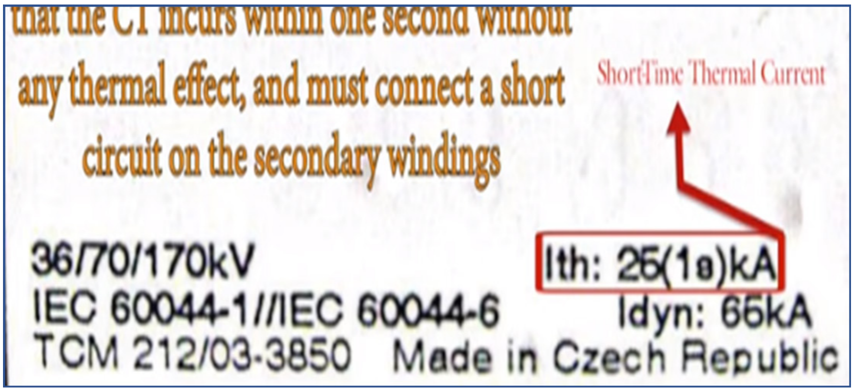
أما 170kV فمعناه lighting impulse withstand voltage.

وجميع هذه المصطلحات أحيانا يطلق عليها بمصطلح Transients.

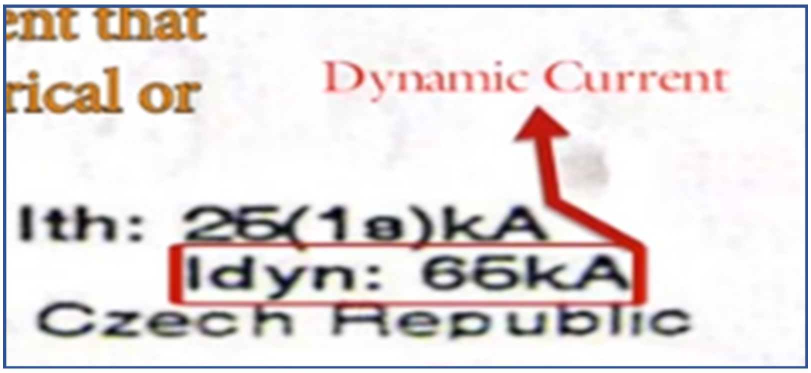
وجميع المعدات الكهربائية في power system معرضة لحدوث أي شكل من أشكال Transients ، فإنه يلزم قبل توصيفها دراسة نتائج حدوث هذه الظواهر وتأثيرها عليها وبالتالي تكتمل مواصفات، وقد أخذنا في الاعتبار أقصى ارتفاع في الجهد ومدة بقائه وأقصى تيار وأقصى مد له وهكذا.

ومن هنا نفهم لماذا تختبر أجهزة ومعدات مثل CBs و cables و BB ، ليس فقط حسب جهد التشغيل بل أيضا حسب Maximum impulse voltage.

أما بالنسبة Ith والتي تساوي 25kA فهي تدل على متوسط قيمة primary current ك RMS value طبعا والذي يتحمله CT خلال ثانية واحدة فقط بدون حدوث أي تأثير حراري عليه ، أي بدون ارتفاع درجة حرارته بشكل قد يؤذي CT insulation، ولا بد أن يكون حينها secondary winding is shortcircuit .



أما بالنسبة (Idyn) والتي تساوي 65kA ، فهو أعلى تيار على جهة primary قادر CT تحمله بدون حدوث أي مشاكل أو ضرر سواء كهربائية أو ميكانيكية بسبب القوة المغناطيسية أثناء عملية التحويل ، ويعتبر تقريبا من ضعفين إلى ثلاثة أضعاف Ith current.



أما بالنسبة لهذا الرقم فهو order number ، وهو لا يكتب في بtest reports وإنما يكتب هذا الرقم والذي يسمى Serial Number .



ومن المهم معرفة أن هذه العوامل لا يتطلب اختبارها من ضمن اختبارات CT في داخل المحطة، ولكنها مهمة في مرحلة التصميم أو عند طلب شراء CT، وأن يكون لديك دراية تامة بالمواصفات والمقاييس العالمية بشكل عام.

ويمكن تصنيف CT حسب قدرتها على التخلص من residual flux بداخلها إلى :

- High remanence type
- Low remanence type
- Non remanence type

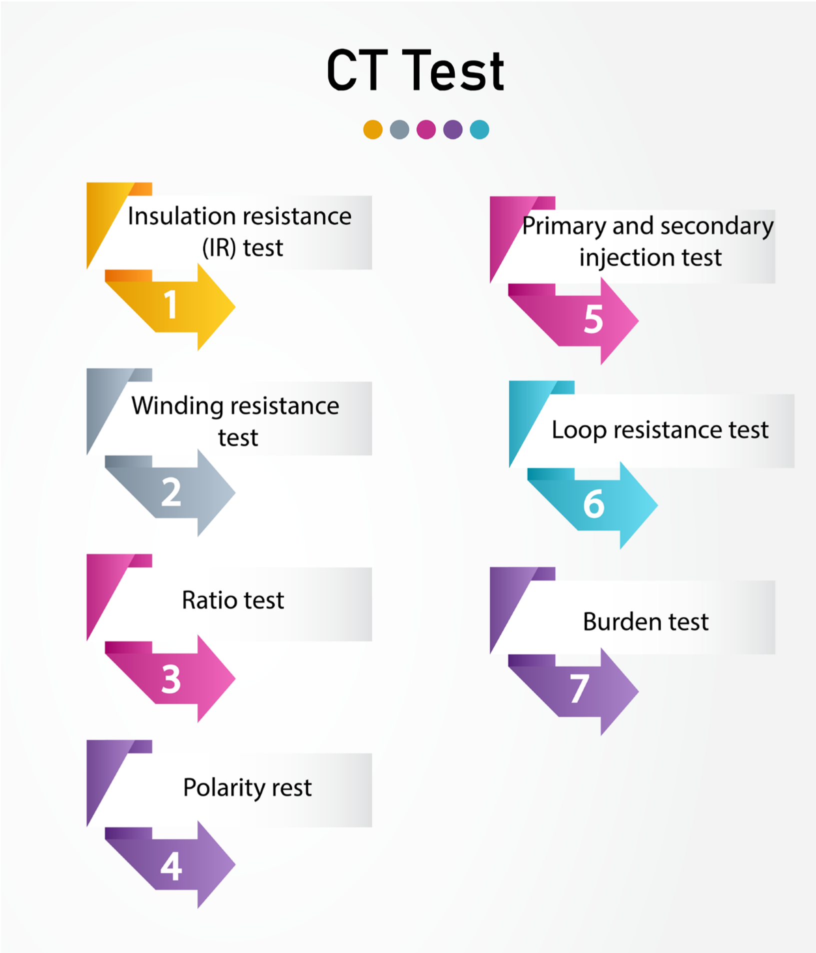
أما بالنسبة high remanence type فتصل نسبة remanence أو residual flux في داخله إلى 80%، ومن الأمثلة عليه :

- Class P
- TPX
- TPS

أما type Low remanence فإن نسبة residual flux في داخله يصل الى 10%.
ومن الأمثلة عليه TPY
أما بالنسبة type Non remanence فإن نسبة residual flux في داخله قد تكون مهملة أو حتى قد تصل إلى الصفر بسبب وجود big air gap .
ومن الأمثلة عليه TPZ.
وصحيح أن big air gap تزيل جميع residual flux ولكنها أيضا سوف تقلل من قيمة accuracy.
وبعد التعرف على كل هذه المواصفات لل CT من خلال nameplate، استطاع مهندسو الحماية إلقاء القبض على عدد كبير جدا من CT's التي لا تطابق مواصفاتها الحقيقية المواصفات التي وضعت في nameplate.
فمثلا في nameplate مذكور أن هذا protection CT ولكنه في الحقيقة metering CT، لذا كيف يمكننا التعرف على مواصفات CT الكاملة بدون الرجوع إلى nameplate.
يمكننا ذلك من خلال اختبارات الأساسية لل CT.

فما هي اختبارات CT ؟؟

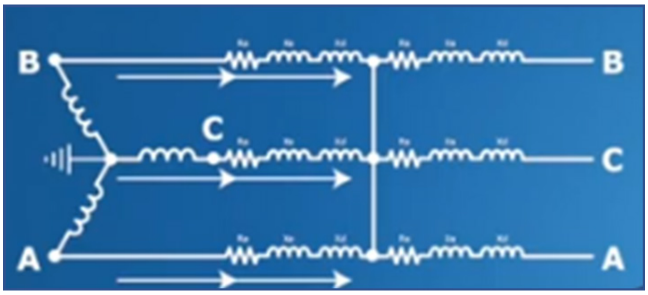
CT Test

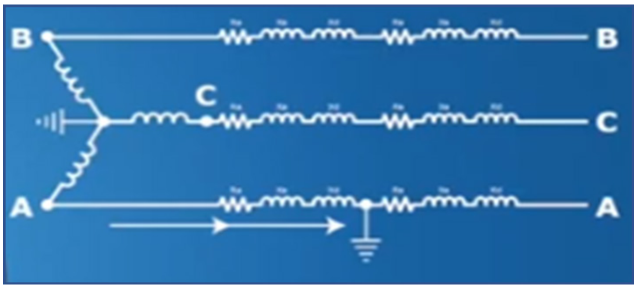


اختبارات CT فهي نفس اختبارات VT ، ولكن نستبدل كلمة VT ب CT ونضيف عليها CT Magnetization curve أيضا، وسوف نعيد شرح جميع الاختبارات مرة أخرى ، ولكن بمعلومات جديدة إن شاء الله.

1-CT IR Test

الاختبار الأول هو اختبار مقاومة العازلية IR Test- insulation resistance test يعتبر العزل من أهم مكونات equipment، فإذا ضعف العزل أو انهار أصبحت هذه equipment بلا فائدة ولا قيمة لها، حيث يجب أن تكون phases معزولة عن بعضها البعض ومعزولة عن الأرض بشكل تام ، حتى تمنع أي احتمال لحدوث أي fault ، لأن short-circuit هي نتيجة وجود اتصال بين phases نفسها أو بين أحد phases والأرض.

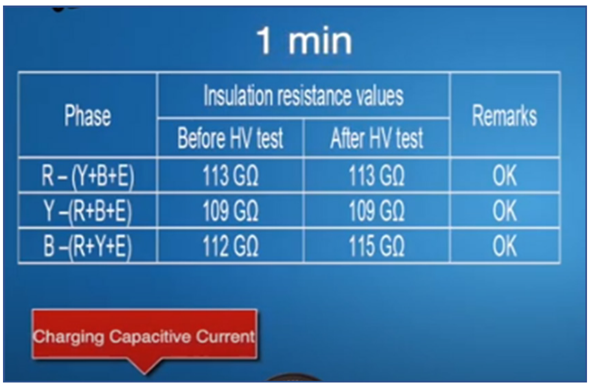




وعادة ما نبدأ باختبار IR Test لأن هذا الاختبار إذا فشل فلا داعي لإكمال اختبارات CT لأن هذا CT's في هذه الحالة يعتبر rejected ويجب تغييره. ونظرا لأهمية العزل في جميع equipmentفإننا سوف نذكر لكم مجموعة من اختبارات مقاومة العزل.

الاختبار الأول هو اختبار Hipot Test وعند اختبار Hipot Test يجب اختبار IR Test قبل الاختبار ، واختبار IR Test بعد الاختبار، مع العلم أن اختبار Hipot Test لا يكون إلا ل power circuits أي كل ما هو على primary side ويجب تفريغ الشحنات بعد إجراء كل اختبار، ولا ننسى أن القيمة مقبول العزل هي حسب القاعدة التي تقول أن كل 1KV يجب أن يقابله 1MΩ.

فمثلا لو كان جهد التشغيل قيمته 12 KV فإن أقل قيمة مقاومة عزل مسموحة هي 12 MΩ ، وتكون مدة الاختبار هي دقيقة واحدة فقط، وذلك لأنه لو كان هناك charging capacitive current فإنه سوف ينخفض تدريجيا مع الزمن ويستمر فقط Leakage current ، وهو الذي يحدد جودة العزل .


1 min

Phase	Insulation resistance values		Remarks
	Before HV test	After HV test	
R-(Y+B+E)	113 GΩ	113 GΩ	OK
Y-(R+B+E)	109 GΩ	109 GΩ	OK
B-(R+Y+E)	112 GΩ	115 GΩ	OK

وطريقة اختبار **CT IR test** يكون بتطبيق جهد DC قيمته
5kV على primary to ground
و 2.5kV على primary to secto groundondary
و 1kV على secondary أو secondary to secondary ومدة الاختبار لهم كلهم يكون لمدة دقيقة.

Applied Between	IR Value in Ohms			Result
	R Phase	Y Phase	B Phase	
Primary -Earth	5.23TΩ	4.42TΩ	1.42TΩ	OK
Primary-sec core 1	242GΩ	421GΩ	443GΩ	OK
Primary-sec core 2	247GΩ	532GΩ	653GΩ	OK
Sec core1 -Earth	56.5GΩ	73.9GΩ	83GΩ	OK
Sec core2 - Earth	133GΩ	143GΩ	133GΩ	OK
Sec.core1-Sec.core2	12.7GΩ	12.4GΩ	13.2GΩ	OK

أما اختبار Hipot test وهي اختصار high potential test أو تسمى high voltage test تكون بنفس الطريقة التي ذكرناها في فصل ال VT.

ويجب أن نعلم أيضا أنه يمكن اختبار Hipot test من خلال تطبيق AC voltage أو DC voltage ، حيث يتم تطبيق هذا الجهد لمدة دقيقة للمعدات الجديدة والغير مستخدمة من قبل حسب هذا الجدول.

Proof Test for New Unused Machines, Test Voltages per IEEE 95, IEC and ANSI/EASA AR100	
AC Hipot	2E+1000V
DC Hipot	(2E+1000V)x1.7 = 3.4E+1700V
Where E = line to line RMS rated voltage	

فمثلا إذا أردنا اختبار Hipot test ل bus-bar 13.8 kv ، فيجب تطبيق جهد مقداره 28.6 kv لمدة دقيقة و 28.6 استغرقناها من هذه المعادلة ، حيث 13.8 * 2 ونضيف إليها 1kv.

أما إذا أردنا اختبار hipot test باستخدام جهد DC ، فنقوم بتطبيق جهد مقداره 48.6kv لمدة دقيقة، وهذه القيمة أيضا مستخرجة من المعادلة ، وهي قيمة الجهد المطبق في حالة AC ضرب 1.7.

وأما إذا أردنا اختبار hipot test لمعدات مستخدمة من قبل أو قديمة ، فيتم استخدام هذا الجدول .

Test of Used Equipment, Test Voltages per IEEE 95, IEC and ANSI/EASA AR100	
AC Hipot	125%-150% of RMS
DC Hipot	(3.4E+1700V)x65%
DC Hipot* Commonly Used in the Service and Repair Industry	2E+1000V
Where E = line to line RMS rated voltage	

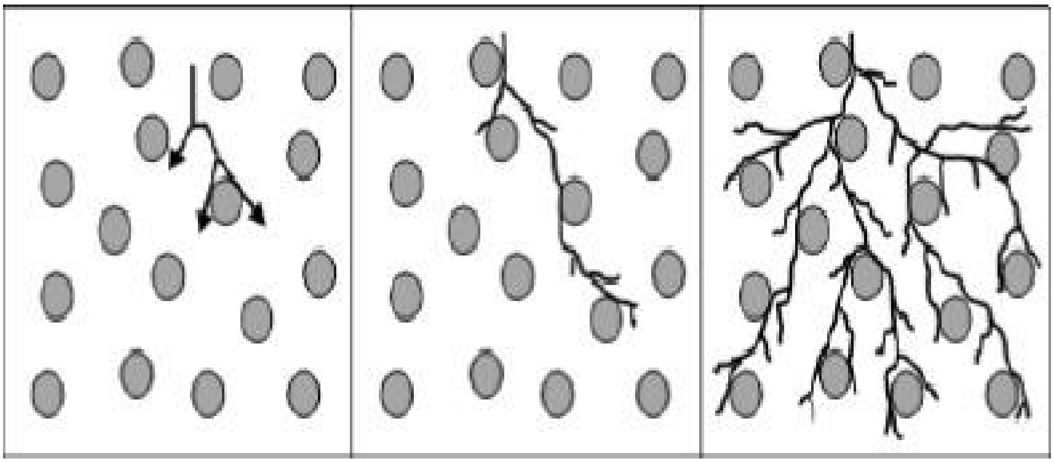
فمثلا عند اختبار hipot test ل busbar 13.8kv قديم أو مستخدم من قبل ، فإننا نطبق جهد AC مقداره 20.7kv لكل phase لمدة دقيقة ، وذلك حسب المعادلة التالية وهي 13.8kv*1.5 .

وأما إذا أردت تطبيق جهد DC فنقوم بتطبيق جهد مقداره 31.59kv ، وذلك حسب المعادلة تقول أن الجهد المطبق في حالة المعدات المستخدمة يساوي 65% من الجهد المطبق في حالة المعدات الغير مستخدمة .

ولكن لا ينصح باستخدام DC supply في اختبارات hipot test ، وذلك لأنه بمجرد استخدام DC سوف ينشأ مجال مغناطيسي ثابت.
وبمجرد ثبات المجال مغناطيسي فإنه من الممكن أن يتسبب بما يسمى التشجير أو water tree ، مما قد ينشأ عنه حدوث breakdown في العازل في المستقبل.
وتبين أيضا أن هناك بعض العيوب لا يمكن كشفها في اختبارات hipot test باستخدامDC supply voltage .
والجدول التالي يقارن بين استخدام AC supply voltage و DC supply voltage في اختبارات hipot test.
فنلاحظ كما في الجدول بأن حجم معدات الاختبار في AC كبيرة، بينما في DC صغيرة.

	AC	DC
حجم معدات الاختبار	كبيرة	صغيرة
طاقة الاختبار	عالية	منخفضة
التأثير على عمر الكابل	غير مؤثر	مؤثر بشكل كبير
الشحن الفراغية	لا يسبب شحن فراغية	يسبب شحن فراغية
الفعالية	فعال لجميع الكابلات	فعال للكابلات الزيتية
الكشف عن العيوب	يكشف جميع العيوب	يكشف عيوب التأثير الحراري
التشجير	لا يكون تشجير	يكون تشجير
تقارب القيمة مع الجهد الشبكة	مقارب لجهد الشبكة	لا يشابه جهد الشبكة

أما تطبيق AC supply voltage in hipot test فهو لا يؤثر على عمر المعدة أو عمر Cable بشكل عام، وذلك لأنه الجهد المحاكي للجهد الشبكة بشكل حقيقي.
أما DC supply voltage فهو مؤثر بشكل كبير، وذلك لأنه قد يسبب شحن فراغية والتي تكون هي بداية تكون التشجير أو water tree . واستخدام AC supply voltage in hipot test يكشف معظم العيوب ، بينما DC supply voltage يكشف عيوب التأثير الحراري فقط.



أما **الاختبار الثاني من اختبارات العزل فهو اختبار Tan Delta Test** ويسمى أيضا :

- Loss angle test
- Dissipation factor test

ويستخدم هذا الاختبار لقياس مدى جودة العازل والتنبؤ بالعمر الافتراضي له.
وبالعادة هذا الاختبار لا يكون من ضمن الاختبارات CT في الجهود المتوسطة والمنخفضة بينما يستخدم في المعدات ذات الجهود العالية ، يكون من ضمن اختبارات power transformer أيضا .

أما **الاختبار الثالث من اختبارات العزل فهو اختبار Partial Discharge test -PD- test**
Partial Discharge أو التفريغ الجزئي يعني حدوث شرارة كهربائية صغيرة في داخل العزل ، وكل شرارة هي نتيجة وجود فراغ هوائي أو وجود شروخ داخل العزل، ولأنه دائما ما يحدث Partial Discharge عندما يكون العزل في طريقه إلى الانهيار، فإنه يمكننا من خلال هذا الاختبار التنبؤ بمستقبل العزل.
ولا يعتبر هذا الاختبار من ضمن اختبارات CT، وإنما يستخدم اختبار PD Test في power transformer أو في cables .

2-CT Winding resistance test

أما الاختبار الثاني من اختبارات CT وهو winding resistance test يعرف CT winding resistance test حسب المواصفات الأوروبية ، على أنها قيمة المقاومة الناشئة من مرور DC current عند درجة حرارة 75° C.

ومن التعريف فإنه يمكننا استنتاج طريقة الاختبار ، حيث نقوم بحقن تيار DC إلى CT secondary winding ، ومن ثم نقيس قيمة الجهد المتولدة على أطرافه.

ومن خلال قانون أوم نقوم بحساب قيمة مقاومة winding من خلال :

R-DC = VDC / IDC

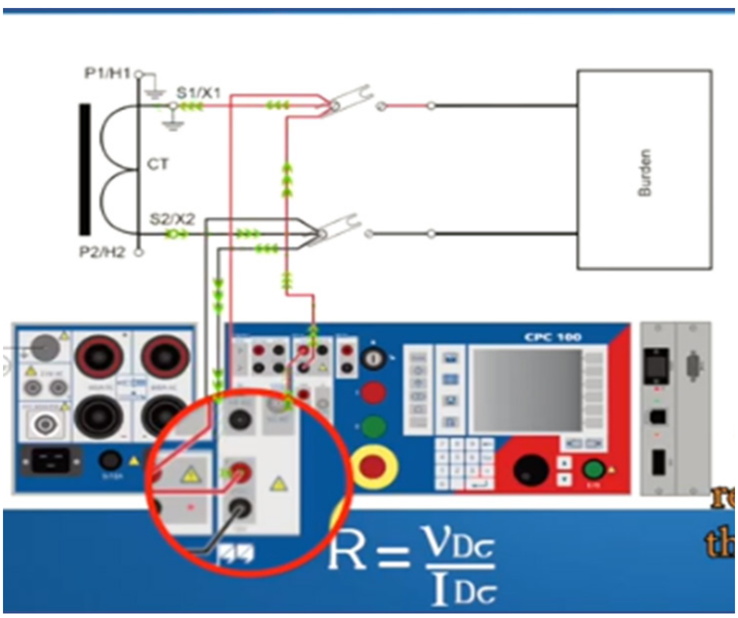
(VDC) التي تم قياسها من خلال volt meter

(IDC) التي تم قياسها من خلال Ameter

ومن ثم نقوم بتحويل قيمة المقاومة المقاسة من درجة حرارة الموقع وقت الاختبار ، إلى درجة حرارة 75°C خلال هذه المعادلة ، حتى نستطيع مقارنتها ب factory test teports للتأكد من صحتها.

وقد يسأل أحدهم كيف لي أن أقيس درجة حرارة الموقع أصلا؟

يتم قياس درجة حرارة الموقع وقت الاختبار من خلال thermocouple الذي يوجد مع fluke multimeter.



ولو افترضنا أن factory test ليست موجودة أصلا،**فكيف يمكن لي أن أتأكد أن قيمة winding resistance صحيحة أم خاطئة؟**

هناك طريقة علمية تقول أنه إذا كان قيمة

CT secondary rated current = 1A ، فإن قيمة winding resistance ستكون أعلى من 1Ω.

أما إذا كانت قيمة CT secondary rated current = 5A ، فإن قيمة winding resistance المقبولة يجب أن تكون أقل من 1Ω.

I-pn:		300.0 A	
I-sn:		5.0 A	
Rated burden:		15.0 VA / 0.8	
Operating burden:		15.0 VA / 0.8	
Applied standard:		IEC 60044-1	
Core type (P/M):		P	
Class:		5P	
ALF:	10.0	Ts:	
f:	60.0 Hz	max. Rct:	0.178 Ω

Resistance test:

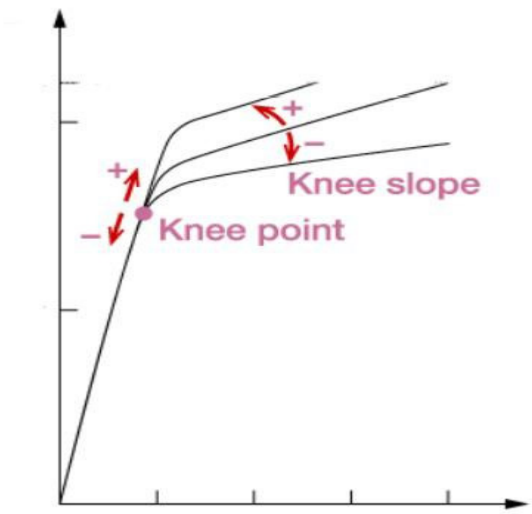
Rmeas (17°C):	0.14427 Ω
Rref (75°C):	0.17754 Ω

I-pn:		300.0 A	
I-sn:		1.0 A	
Rated burden:		60.0 VA / 1	
Operating burden:		60.0 VA / 1	
Applied standard:		IEC 61869-2	
Core type (P/M):		P	
Class:		PX	
FS:		ext (Icth):	
f:	60.0 Hz	max. Rct:	1.205 Ω

Resistance test:

Rmeas (34°C):	1.04528 Ω
Rref (75°C):	1.20489 Ω

سؤال آخر ما المشكلة لو لم نقيس CT winding resistance ؟



يعتبر R-CT شيء مهم جدا لحساب burden على محول التيار ، وهو جزء من دائرة secondary circuit.

وإذا لم يتم حسابه من ضمن اختبارات burden فإنه سوف يتم إضافة أحمال تتجاوز سعة CT ، فيصبح وكأنه over burden ، والتي قد تجعل CT تصل إلى مرحلة saturation بشكل أسرع.

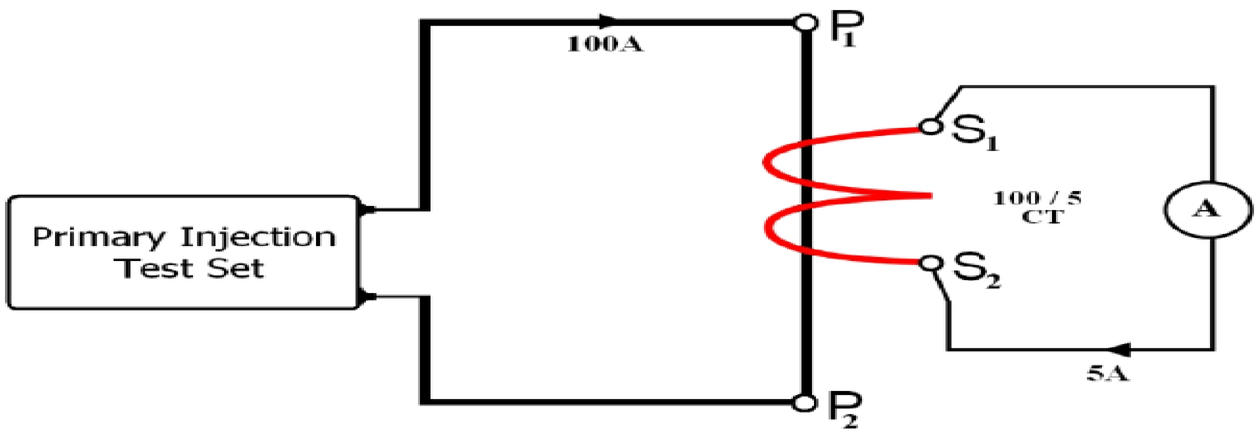
3-CT Ratio Test

ومبدأ عمل هذا الاختبار: هو أننا نقوم بحقن تيار علىprimary side on CT ، ونقيس التيار الناشئ علىsecondary side، ومن ثم نقوم بحساب نسبة التحويل والتي تساوي :

CT primary current ÷ CT secondary current

ونقارنها بنسبة التحويل الموجودة على nameplate ، ومن ثم نقوم بحساب نسبة الخطأ بينهما.

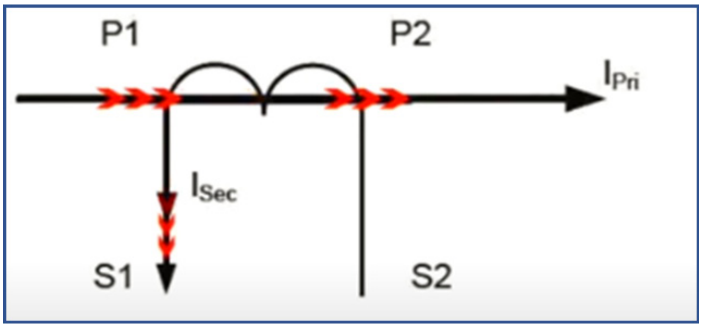
واختبار ratio test مهم جدا ويجب التأكد أنه صحيح ، لأنه لو تم استخدام هذا CT في differential protection مثلا فإنه بمجرد تشغيل الخط سوف يفصل هذا relay يليه بشكل لحظي ، إذا كان هناك اختلاف في CT ratio بين local CT و remote in CT.



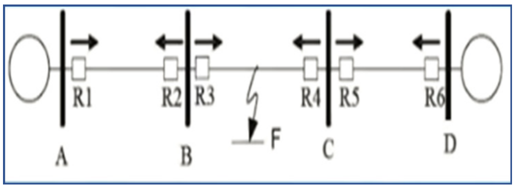
4-CT Polarity Test

أما الاختبار الرابع فهو اختبار CT polarity test.

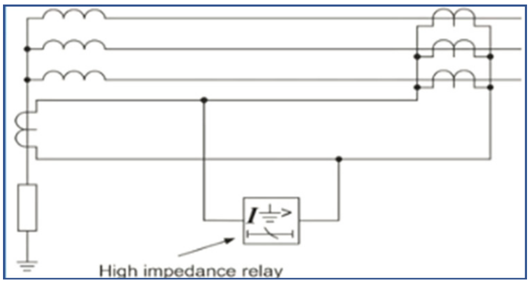
ويعتبر هذا الاختبار من أهم اختبارات CT , ممكن أن أخبرك بأن عشرات trips حدثت في المحطات فقط بسبب polarity الخاطئة لل CT ، ونقوم في الإختبار في تحديد اتجاه حركة التيار في CT. ويمكن تطبيق قاعدة بسيطة بأن التيار إذا دخل من P1 يجب أن يخرج من S1 .

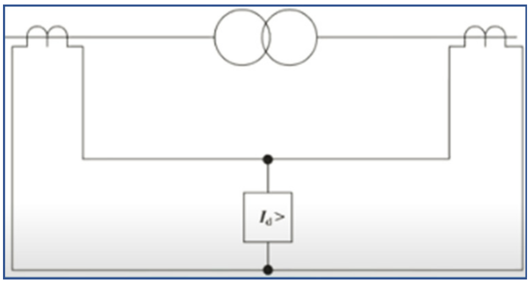


وتكمن أهمية هذا الاختبار في :

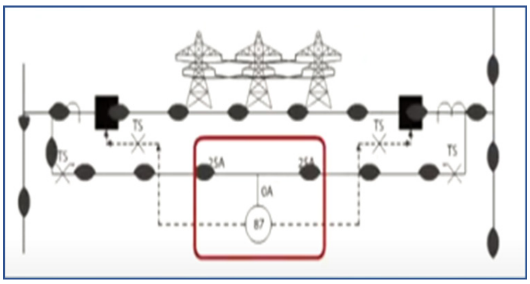


- directional protection
- differential protection
- restricted earth fault

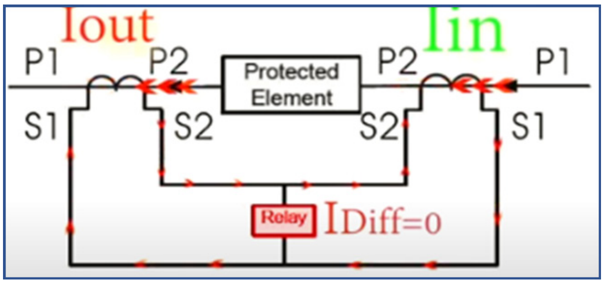




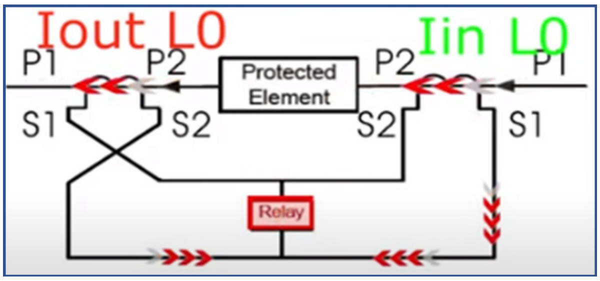
وأي خطأ في CT polarity يجعلrelay يرى internal fault وكأنه external ، و external fault وكأنه internal، وهذا شيء خطير جدا، والمشكلة هنا ليست في realy طبعا ولا حتى في CT، وإنما المشكلة تكمن في التوصيلات ما بين CT و relay !!.



إذا تم تشغيل line وكانت polarity معكوسة على أحد CT على أحد أطراف هذا line، فإن trip سوف يحدث لا محالة -اذا لم يؤخذ بالاعتبار هذا الانعكاس- ، لأن التيار الداخل إلى line يجب أن يساوي التيار الخارج منه حسب قانون Kirchhoff's ، والفرق بينهما يكون صفر.



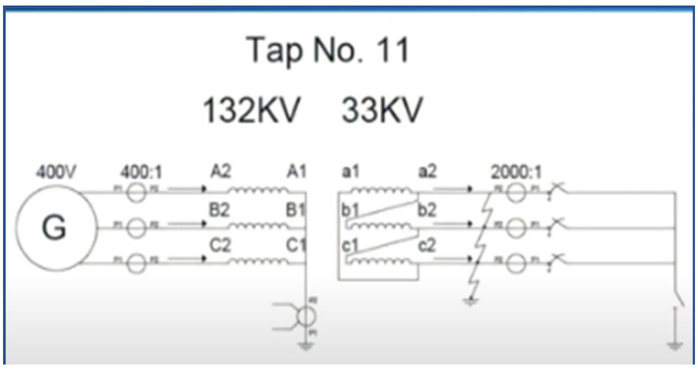
فإذا كان التيار الداخل إلى line بزاوية zero، يجب أن يكون التيار الخارج من line بزاوية 180°، فإذا انعكست polarity على أحد هذه CT's، فإن التيار الداخل إلى line يكون بزاوية zero ، والتيار الخارج من line أيضا يكون بزاوية zero، فيقوم relay بجمع القيمتين بدلا من طرحهم ، وبالتالي يقوم بتشغيل differential protection



لذا يجب التأكد من CT polarity أولا قبل تشغيل line أو المحول أو حتى busbar.

ويتم التأكد من CT polarity قبل التشغيل من خلال اختبار يسمى اختبار stability test.

في اختبار stability test نقوم بعمل simulations ل Internal fault and external faultحيث يجب relay أن يعمل في Internal fault ويجب أن لا يعمل في external fault.



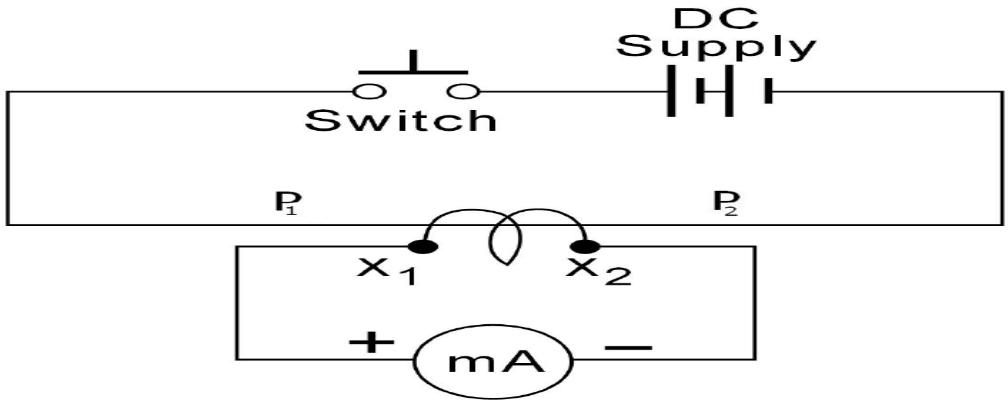
وطريقة الاختبار بسيطة جدا حيث :

1. نقوم بتوصيل بطارية جهد 6V مثلا على primary side من خلال push button حيث نضع positive side على P1 ، و negative side على P2 .

2. يوضع volt meter على جهة secondary side،بحيث يوضع positive side على جهة S1 ، و negative side على جهة S2 .

ومن خلال هذه التوصيلة فإنه عند الضغط على push button يجب أن يتحرك مؤشر voltmeter على secondary side إلى الجهة الموجبة ، أو أن يعطي positive value إذا كان voltmeter من نوع digital حتى تكون polarity سليمة.

أما إذا تحرك المؤشر إلى الجهة السالبة ، أو أن درجة digital voltmeter أعطى negative value فهذا معناه أن CT polarity معكوسة .



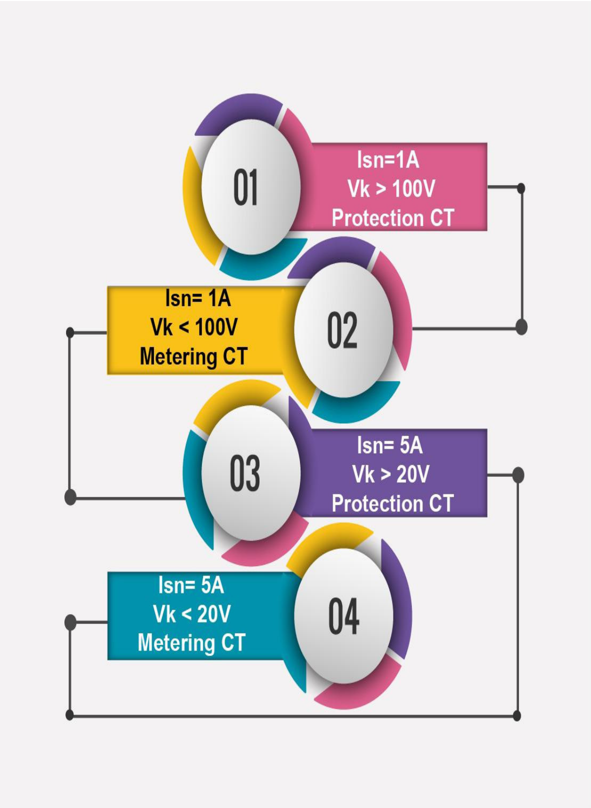
من الأخطاء الشائعة عند بعض المهندسين أنهم يهتموا بشكل كبير بفحص CT polarity الخاص بprotection CT خوفا من حدوث أي Trip اثناء التشغيل ، ولكن للأسف ينسى التركيز على CT polarity الخاص بMetering CT , حيث له أهمية قصوى أيضا في تحديد اتجاه Power flow على Energy meter , وخاصة اذا كان هناك Main meter و Backup Meter ، فكل Meter عادة ما يكون له CT مستقل وبالتالي فإن اشارة Power flow سوف تكون مختلفة لكل Meter اذا لم تؤخذ الCT polarity لكلا CT's بالحسبان , لذا وجب التنويه .

ملاحظة : الCT polarity و CT Knee point و CT ratio يجب أن تكون متماثلة في Local subsation و Remote end subsation

5-CT magnetization curve Test

والآن الاختبار الخامس CT magnetization curve test ، يسمى magnetization curve test أو Excitation curve test.

والهدف من هذا الاختبار هو التأكد من عدم وجود أي مشاكل في داخل core أو winding الخاص ب CT.



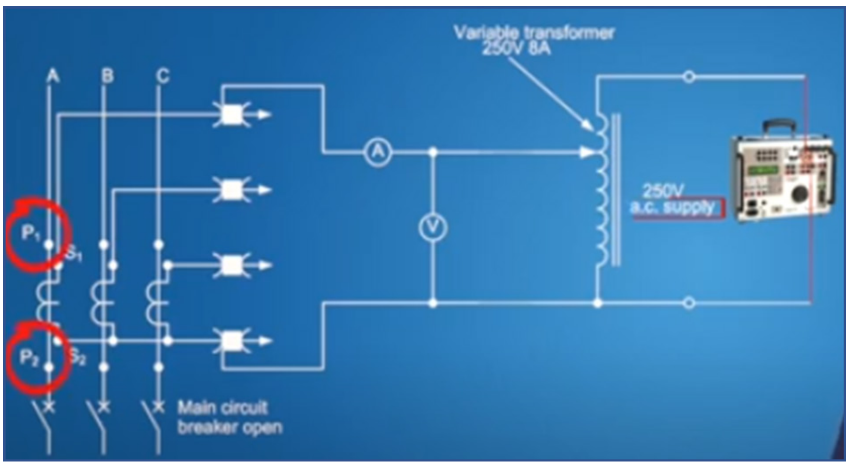
ويتم من خلال هذا الاختبار معرفة الهدف من استخدام هذا CT، CT إما للprotection أو لل metering .

فإذا كانت قيمة knee point voltage أقل من 100V ل CT التي secondary rated current لها 1A فهو metering CT .

أما إذا كان أعلى من 100V فهو بالتأكيد protection CT من خلال هذه الشكل.

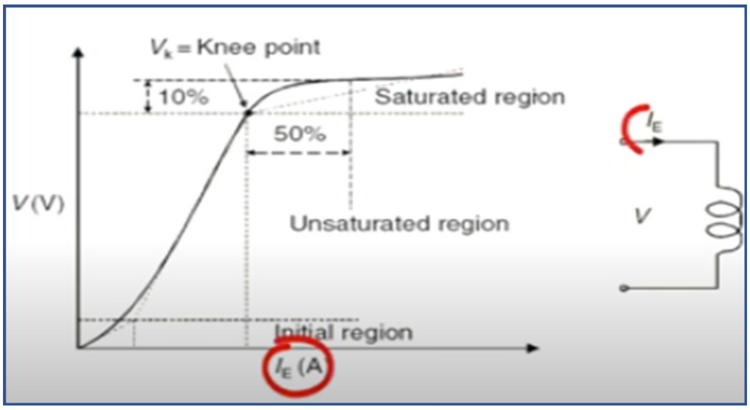
أما إذا كان CT secondary rated current = 5A فيكون knee voltage for protection CT أعلى من 20V ول metering أقل من20V .

ويتم اختبار منحنى المغناطيسية أو ما يسمى ب magnetization curve من خلال تطبيق AC voltage على secondary side الخاص ب CT مع ترك دائرة Primary side مفتوحة .

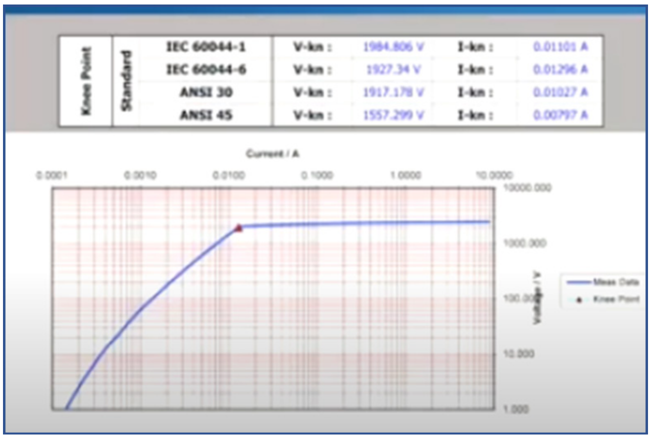


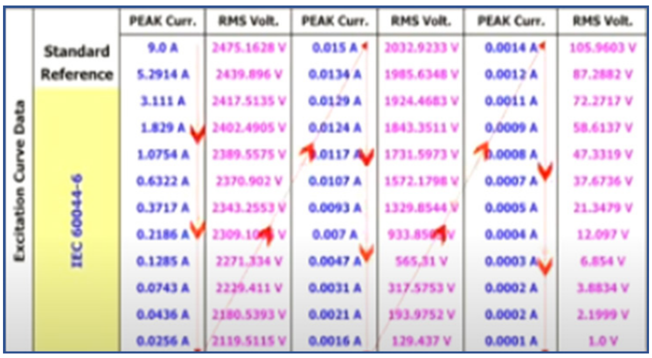
ومن خلال SVERKER مثلا :

1. نقوم برفع قيمة voltage على secondary side ل CT تدريجيا من قيمة صغيرة إلى قيمة أعلى ، ومع كل قيمة جهد نقوم بقياس قيمة التيار من خلال ammeter، وتسمى قيمة التيار الناشئة من خلال تطبيق جهد على secondary ب excitation current ، و في حال تحقق زيادة 10% من الجهد المطبق على secondary يقابله زيادة 50% من قيمة excitation current الناشئة ، فإن قيمة الجهد قبل هذه الزيادة هي جهد knee point . ولرسم magnetization curve بشكل واضح يجب أخذ عدد من القراءات قبل وبعد knee point .



2. ومن ثم نبدأ بخفض قيمة voltage المطبقة على secondary تدريجيا حتى نصل إلى zero، للتأكد من حدوث demagnetization ل core ، للتخلص من أي residual flux في داخله.





Excitation Curve Data — Standard Reference: IEC 60044-6

PEAK Curr.	RMS Volt.	PEAK Curr.	RMS Volt.	PEAK Curr.	RMS Volt.
9.0 A	2475.1628 V	0.015 A	2032.9233 V	0.0014 A	105.9603 V
5.2914 A	2439.896 V	0.0134 A	1985.6348 V	0.0012 A	87.2882 V
3.111 A	2417.5135 V	0.0129 A	1924.4683 V	0.0011 A	72.2717 V
1.829 A	2402.4905 V	0.0124 A	1843.3511 V	0.0009 A	58.6137 V
1.0754 A	2389.5575 V	0.0117 A	1731.5973 V	0.0008 A	47.3319 V
0.6322 A	2370.902 V	0.0107 A	1572.1798 V	0.0007 A	37.6736 V
0.3717 A	2343.2553 V	0.0093 A	1329.8544 V	0.0005 A	21.3479 V
0.2186 A	2309.10[illegible] V	0.007 A	933.85[illegible] V	0.0004 A	12.097 V
0.1285 A	2271.334 V	0.0047 A	565.31 V	0.0003 A	6.854 V
0.0743 A	2229.411 V	0.0031 A	317.5753 V	0.0002 A	3.8834 V
0.0436 A	2180.5393 V	0.0021 A	193.9752 V	0.0002 A	2.1999 V
0.0256 A	2119.5115 V	0.0016 A	129.437 V	0.0001 A	1.0 V

ويمكن مقارنة قيمة knee point المقاسة مع قيمة knee point المحسوبة من خلال المعادلة التقريبية للتأكد من صحة الاختبار.

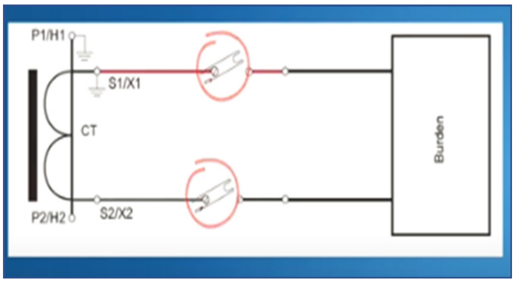
$$V_k = \frac{rated\,VA}{I_n} * ALF * + I_n * R_{CT} * ALF$$

6-CT Loop resistance Test

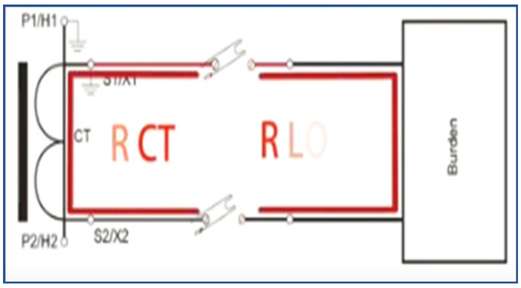


أما الاختبار السادس فهو اختبار Loop resistance test .
ويتم عمل هذا الاختبار قبل اختبار
CT secondary injection ، للتأكد من أن loop كاملا
مغلق بشكل صحيح ، ولا يوجد أي open circuit .

ونقوم باختبار Loop resistance test من خلال :



1. فتح كلا ال terminal blocks على طرفي secondary side الخاص ب CT .



2. ونقيس قيمة المقاومة من طرف CT، ومن ثم نقيس قيمة المقاومة من طرف burden، ثم نبقي TB واحد مغلق ، ونفتح الآخر ، ونضع جهاز الاختبار بين طرفي terminal block المفتوحة.

ويقيس هذا الجهاز المقاومة الكلية والتي هي مقاومة CT بالإضافة إلى مقاومة bur-den، والمفروض هنا أن تكون قيمة total loop resistance هي مجموع المقاومتين معا، والتي هي مقاومة CT side ومقاومة burden side التي تم قياسهم من قبل لأنهم موصولين على التوالي. اذن

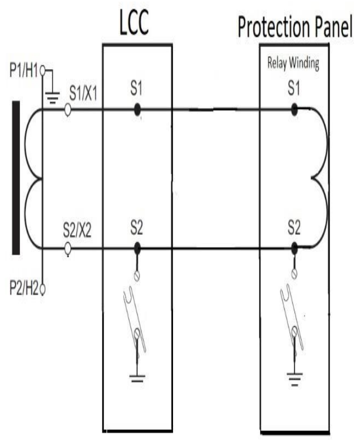
loop resistance = CT resistance + load resistance + wiring resistance

Core 1	R CT	R load	R load +R CT	CT
1C1-1C7	0.996	0.2985	1.2776	[illegible]
1C2-1C8	0.996	0.2975	1.2744	[illegible]
1C3-1C9	0.997	0.295	1.275	

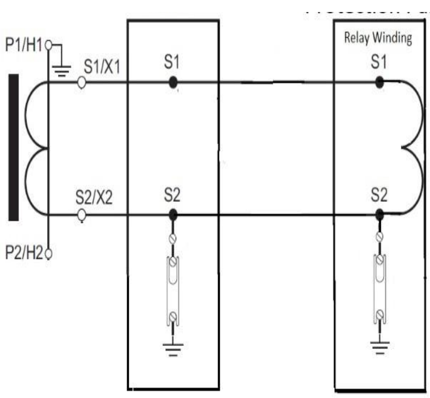
والفرق بين قياس loop resistance وقياس burden هو أنك تقوم بحقن AC current في قياس burden ، بينما تقوم بحقن DC current في loop resistance
وعادة ما يختبر loop resistance الخاص ب CT & VT وفي كثير من الحالات يختبر ل CT ويستغني عنه في VT بحجة أن VT secondary injection كافية.

ولا ننسى أن نقوم باختبار single earthing point for CT ، حيث يجب أن يكون هناك نقطة تأريض واحدة لكل CT loop ، وإلا سوف ينقسم التيار ويصبح هناك ما يسمى ب circulating current تدور بين نقطتي التأريض .
وللتأكد من وجود نقطة التأريض واحد على CT نقوم بوصل طرف CT من secondary side من خلال ما نسميه multimeter بالأرض .
فإذا كانت grounding point مغلقة و terminal block مغلق فيجب أن يكون هناك صوت buzzer يعني اتصاله بالأرض، فإذا فتحنا terminal block يجب أن يزول صوت هذا buzzer، أما إذا فتحنا terminal block المتصل ب ground وبقي صوت buzzer موجود ، فهذا معناه أن هناك نقطة تأريض أخرى يجب البحث عنها. وعادة ما تكون single earth point في أقرب نقطة للCT ، فتكون في SWGR مثلا أو في LCC .

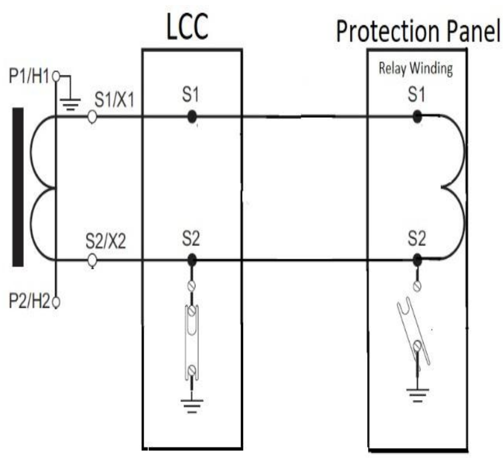
هنا كلا الTB مفتوحتين وهذه حالة خاطئة

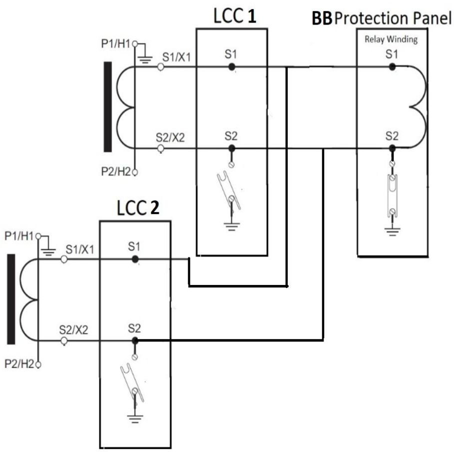


هنا كلا الTB مغلقتين وهذه حالة خاطئة



هنا أحد الTB مغلقةومتصلة مع الأرض وبقية الTB مفتوحة وهذه حالة **صحيحة**





ولا توضع نقطة التأريض في protection panels إلا إذا كان هناك أكثر من CT لحماية واحدة فقط، ك busbar protection مثلا، حيث توضع نقطة التأريض قريبة من relay والتي تجمع جميع الCT's مع بعضها البعض و موصلة على شكل parallel حتى يتم تأريضهم كلهم مرة واحدة .وفي باقي الحالات فإن نقطة التأريض توضع في أقرب نقطة لمحول التيار حسب الIEC ستاندرد.

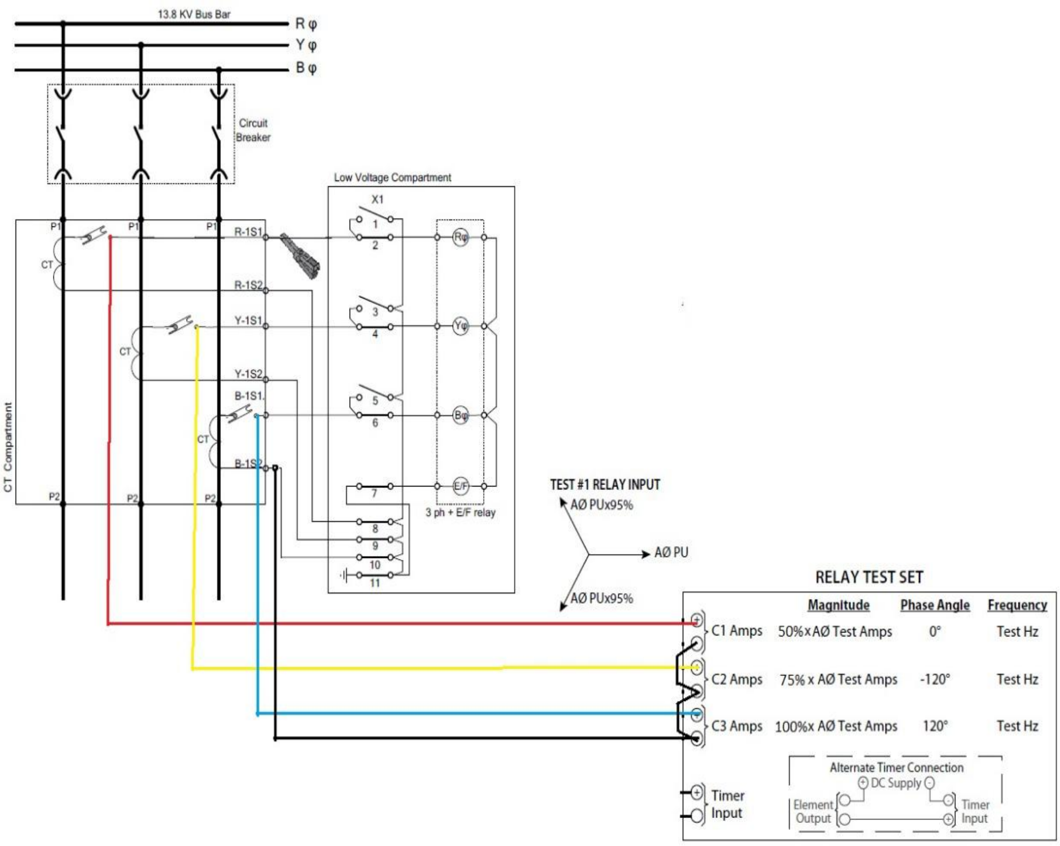
7-CT secondary Test

أما الاختبار السابع فهو اختبار CT secondary.

والهدف من هذا الاختبار هو التأكد أن التيار الخارج من CT secondary side for 3-phase yellow blue وصل حتى آخر نقطة بنفس الترتيب R,Y,B بدون حدوث أي خلط بينهم .

ويتم اختبار CT secondary injection من خلال حقن 3- phase current من خلال secondary kit مثل CMC أو FREJA .

وعادة ما يتم حقن 3-phase current بقيم مختلفة ل R,Y,B ، للتأكد من أن القيمة التي خرجت من red وصلت إلى red ، والقيمة التي خرجت من yellow وصلت إلى yellow ، والقيمة التى خرجت من blue وصلت إلى blue .

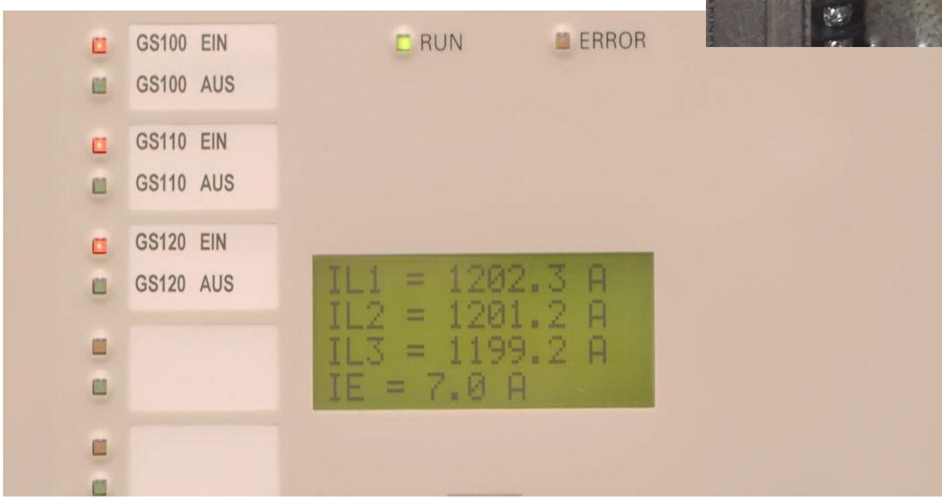


فنقوم بحقن 50% من قيمة rated current بزاوية 0° للفيز red ، و75% من قيمة rated current بزاوية 240° للفيز yellow ، بالإضافة إلى 100% من قيمة rated current بزاوية 120° للفيز blue .

ومن خلال clamp meter نتأكد من قيمة current على طول المسار حتى أخر نقطة ، وعندما نصل إلى relay فلا يكفي أبدا قياس قيمة current من خلف relay، وإنما يجب أن نشاهد قيمة current على relay display للتأكد من أن CT ratio والمستخدم في داخل relay هو نفس CT ratio المستخدم فعليا في drawing .





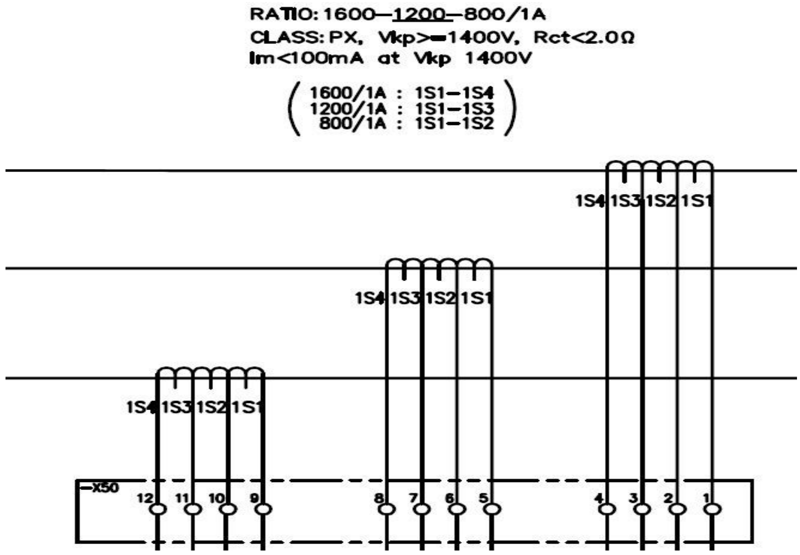


فإذا كان هناك اختلاف في

CT ratio في relay final setting و CT ratio في approved drawing

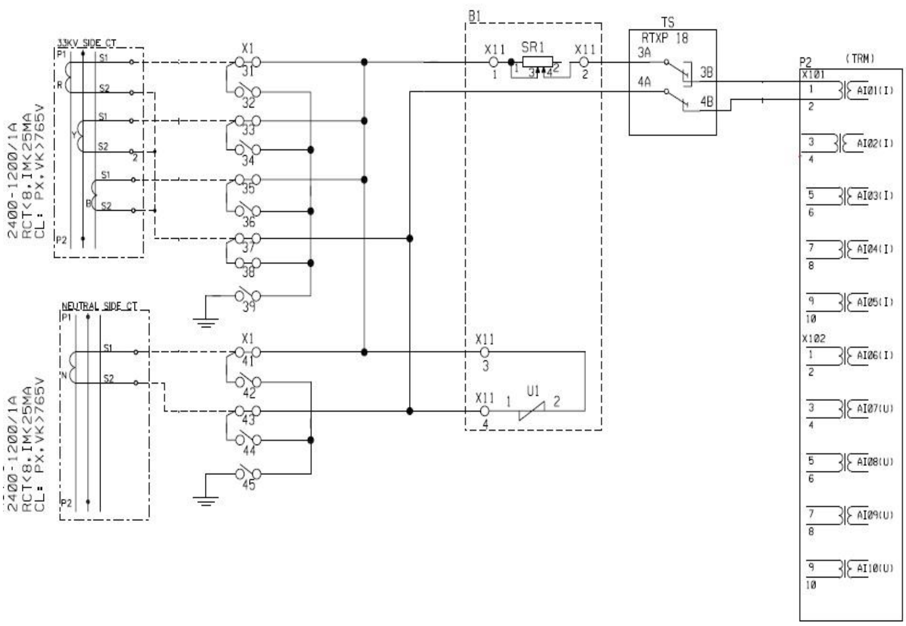
فلا يقبل أيهما إلا بموافقة خطية أو من خلال إيميل ، ولا تقبل الموافقات الشفوية.

وعادة ما يتم اعتماد CT ratio الموجود في final setting for relay ، فيتم تغيير drawing حسب relay ، ولكن لا تقوم بفعل أي تغيير دون الحصول على موافقات حتى لا تتحمل أدنى مسؤولية.



وبالنسبة لزاوية current الموجودة على زاوية relay display إذا كانت خاطئة فلا مشكلة في ذلك لأن relay يحتاج إلى voltage مرجعية لتحديد الزاوية بشكل صحيح.

وفي بعض الحالات إذا FREJA أو CMC لم يقبل أن يحقن current فهذا يعود لسببين: إما وجود open circuit في مسار التيار ، أو أن هناك high impedance protection مستخدمة. فإذا كان هناك open circuit يجب البحث عنه، أما إذا كان هناك high impedance protection مستخدمة فيجب وضع jumper مؤقت على series resistor لحين الانتهاء من الاختبار. ولا تنسى إزالة هذا jumper بعد الانتهاء من الاختبار.





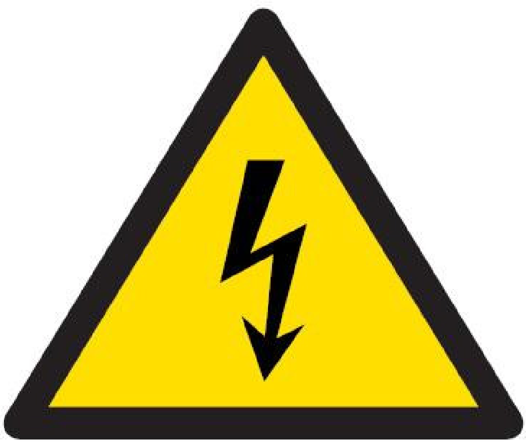
وفي بعض الحالات إذا لاحظت أن الريليه يقرأ قيم خاطئة عن القيم التي يتم حقنها , فهذا قد يكون بسبب توزع التيار الى أكثر من مكان من خلال الأرض ويعود الى الجهاز, فيفضل أن تقوم بعزل سلك الأرضي المتصل بالجهاز عن أرضي اللوحة , أو استخدام أرضي بعيد عن اللوحة .

وقبل الانتهاء من اختبار CT secondary protection يجب أن نتأكد أنه عند إدخال test switch في داخل test plug يجب أن يقوم test switch بعمل short circuit على دائرة secondary for CT و open circuit على دائر secondary for VT .
وعادة ما يتم التأكد من ذلك من خلال إبقاء الحقن عن طريق secondary kit، وفي نفس الوقت نقوم بإدخال test switch إلى test plug، فإذا توقفت secondary kit عن الحقن أو ظهر اشارة Over load باللون الأحمر فهذا معناه حدوث open circuit ، أما إذا لم تتوقف عن الحقن وبقي اللون أخضر على CMC softwareفهذا معناه حدوث short circuit وبقي مسار التيار مغلق.





وهذه الطريقة قد تكون مجهدة نوعا ما لجهاز kit في حال كان هناك open circuit ، فلا يجب أبدا فتح دائرة current أثناء الحقن، ويجب أن نتأكد أيضا من وجود short circuit facility على terminal block إذا أردنا عزل relay لسبب ما .



8-CT burden Test

يعرف burden بأنه قيمة مقاومة secondary circuit عند power factor محدد، عند مرور secondary current به ، وعادة ما يعبر عنه ب apparent power ووحدته VA .
وقد يسأل سائل كيف أن burden هو عبارة عن مقاومة ويعبر عنه VA .
وهنا نقول أن burden يمكن أن يعبر عنه Ohm أو A أو VA ، ويمكن اشتقاق أحدهما من الآخر.

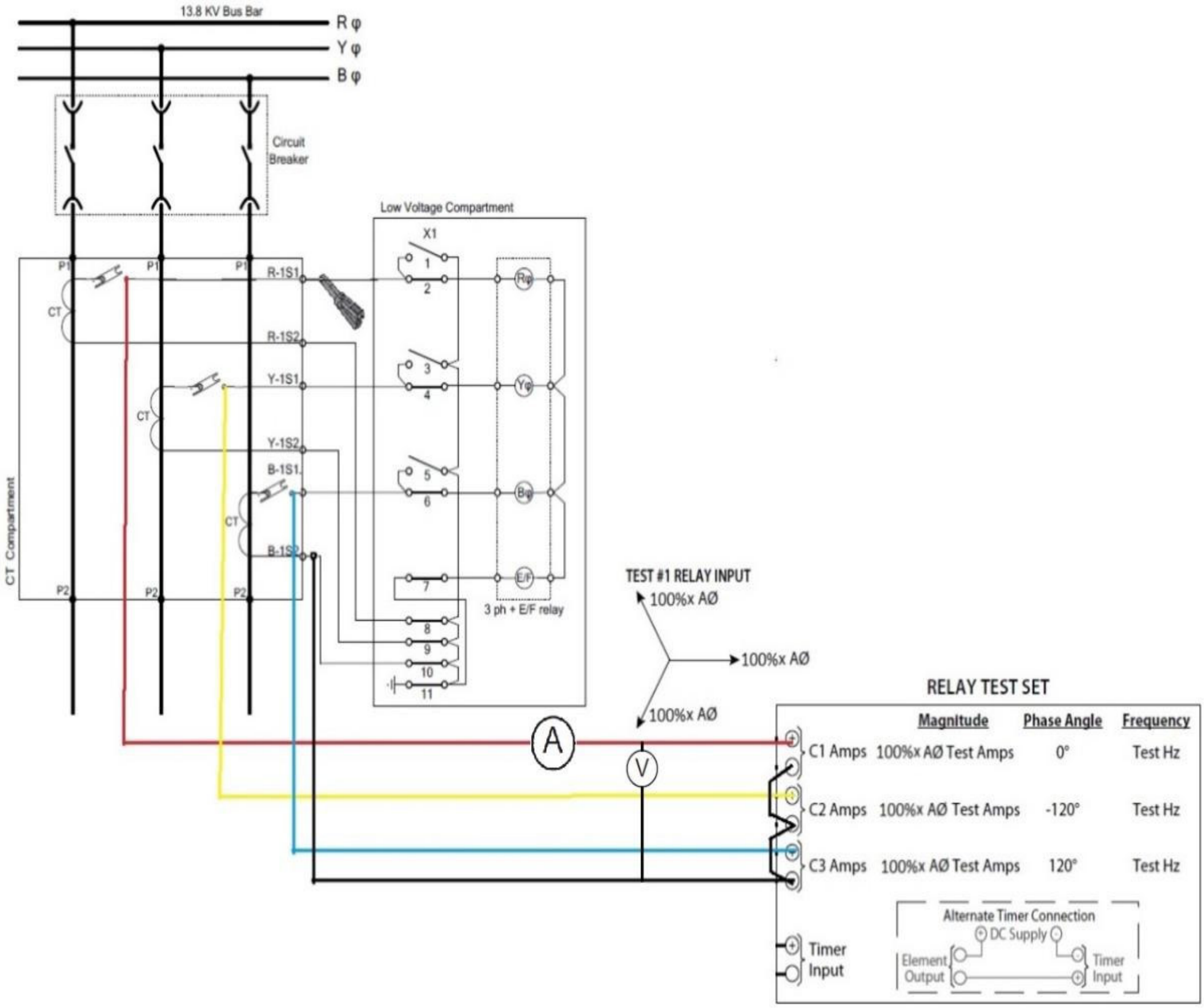
ومن خلال التعريف قلنا أن burden هي قيمة مقاومة secondary circuit عند power factor محدد، ويتم تحديد قيمة power factor بأنها 0.8، إذا كانت قيمة burden أكثر من 5VA ، وحينها يسمى burden ب Impedance burden .

1 Impedance Burden (Zb)
Zb>=5VA
P.F=0.8

2 Resistive Burden (Rb)
Rb< 5VA
P.F=1

أما إذا كانت قيمة burden أقل من 5VA ، فيتم تحديد power factor بأن قيمته 1، وعندها نقول أن هذا burden يسمى resistive burden.

ومن تعريف burden أيضا يمكن استنتاج طريقة الاختبار، ففي التعريف نقول أن burden هو قيمة مقاومة secondary circuit عند power factor محدد، وعند مرور secondary rated current به، لذا نقوم بحقن secondary rated current والتي تكون قيمته إما 1A أو 5A أمبير حسب CT ratio ، ويكون الحقن بعد أول TB بعد CT بعد فتح TB طبعا ، ويكون الحقن باتجاه relay & meters أي بإتجاه الأحمال.

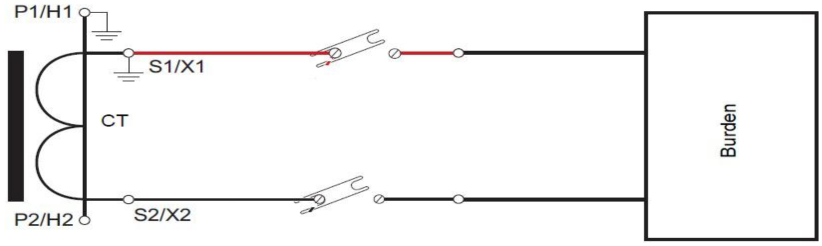


وإذا كان CT في الخدمة ، فيجب عمل short circuit على TB قبل فتحه طبعا كما قلنا سابقا ، وبعد حقن rated current باتجاه relay وmeters ، نقوم بقياس الجهد المتشكل أو المتكون على أطراف secondary circuit ، ومن ثم نقوم بضرب القيمتين ببعضهما البعض لينتج لدينا VA. وسوف يشمل burden مقاومة load والذي يحتوي meters أو relays بالإضافة إلى مقاومة الأسلاك.

ويجب أن نلاحظ أيضا أن VT burden test تكون بتطبيق rated voltage وقياس current الناشئ، بينما CT burden test كانت تقوم بحقن current وقياس voltage الناشئة . وعادة ما يتم اختبار burden test بعدCT secondary injection لأنه من نفس kit ونفس الحقن نقوم بحقن قيمة rated.

9-CT Primary injection Test

أما الاختبار التاسع فهو اختبار CT primary injection ، في معظم اختبارات CT يتم اختبار CT عند أول TB من جهة الCT يعني wire وهو داخل على TB ، ويتم عمل secondary injection عند أول TB من جهة الحمل يعني wireوهو خارج من TB.

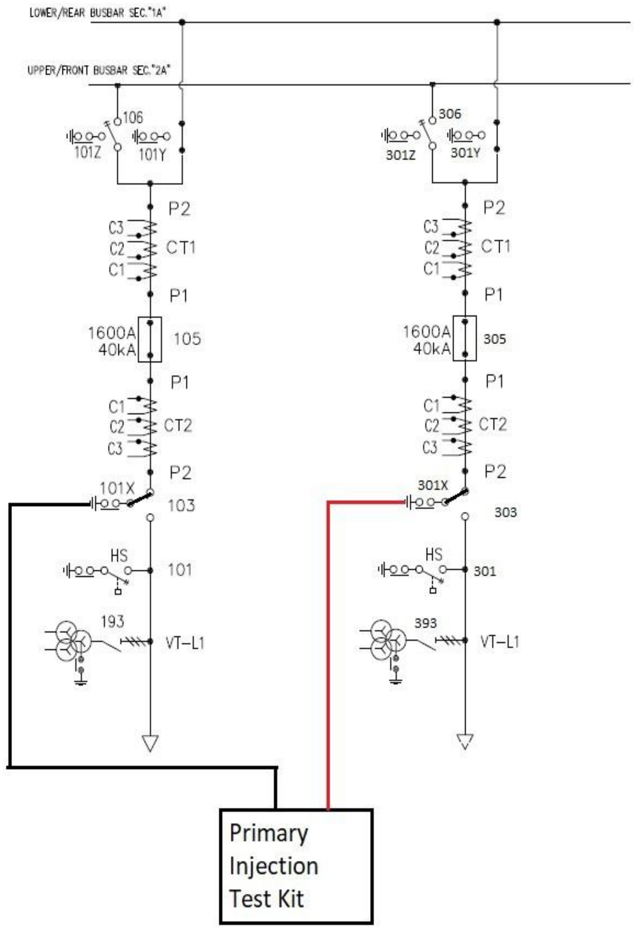


لم يقم أحد باختبار TB نفسها، وفي كثير من الحالات وجدنا أن TB نفسها قد تكون Defective، لذا يتم عمل primary injection للتأكد بأن جميع circuit من CT حتى آخر نقطة صحيحة.



واختبار primary injection يشمل اختبار secondary injection،
بينما اختبار secondary injection لا يشمل اختبار primary injection، ولكن يفضل اختبار secondary injection قبل اختبار primary injection، وذلك لأن kit المستخدمة في secondary injection أوفر تكلفة من الكتلة المستخدمة في primary injection .

إذا عملنا secondary injection ووجدنا هناك أخطاء لدينا وقت لمعالجتها، بينما لا يوجد لدينا هذا الوقت في اختبار primary injection ، ويمكن تدارك معظم الأخطاء في secondary injection قبل اختبار primary injection،



نقوم باختبار CT primary injection test من خلال حقن التيار على primary side على CT من P1 الى P2 من خلال جهاز ODEN أو CPC100 مثلا .ومن ثم قراءة قيمة current حتى آخر نقطة على secondary side ، واختبار primary injection يكون لكل phase على حدى ، نختبر red phase لوحده و yellow phase لوحده ومن ثم blue phase لوحده.

وعند حقن تيار على primary side نقوم بحقن قيمة تيار صغيرة جدا تقارب 50 أمبير مثلا ، للتأكد من عدم وجود أي أصوات خارجة من CT core أو وجود أي open circuit ، ومن ثم نقوم بزيادة قيمة التيار تدريجيا حتى تصل الى 40% من قيمة rated current primary ، فإذا صدر هناك اي اصوات خارجة من CT اثناء رفع قيمة current فيجب إطفاء الجهاز بشكل سريع جدا ، والتأكد من عدم وجود أي open circuit في دائرة secondary ل CT .

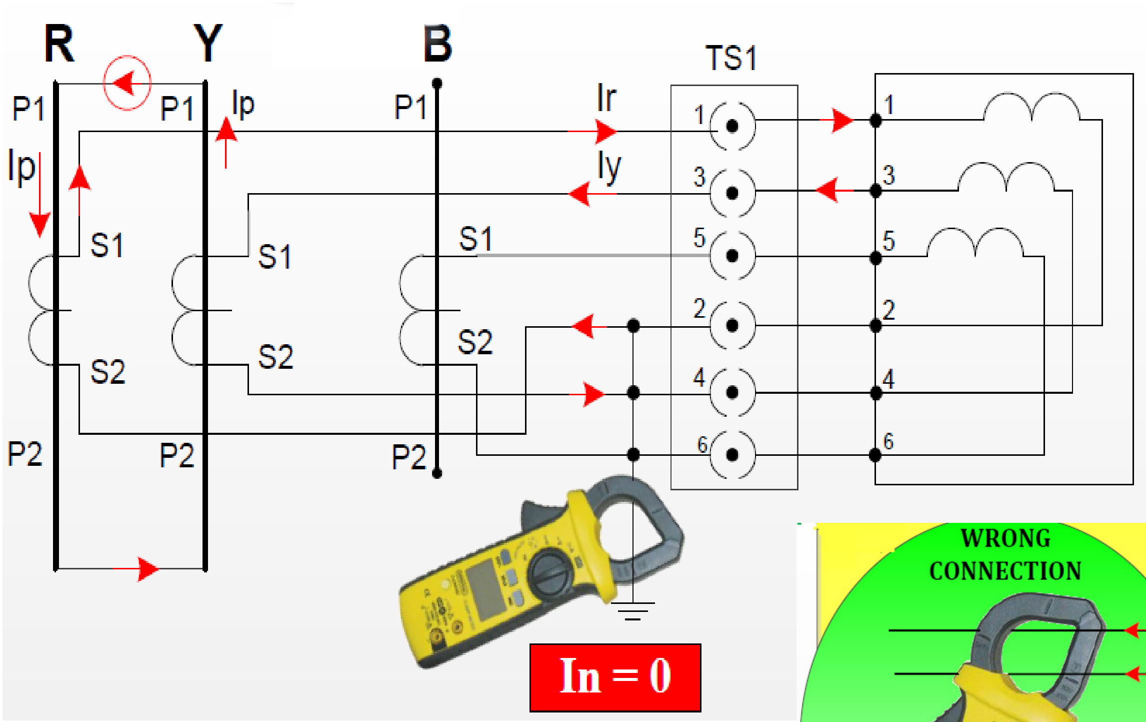
ومن الأخطاء الشائعة في التوصيل اثناء هذا الاختبار هو توصيل red phase في feeder الأول مع yellow أو blue phase فيfeeder الآخر، فينتج لدينا open circuit حيث يجب أن يوصل red مع red و yellow مع yellow و blue مع blue حتى تكون الدائرة مغلقة.

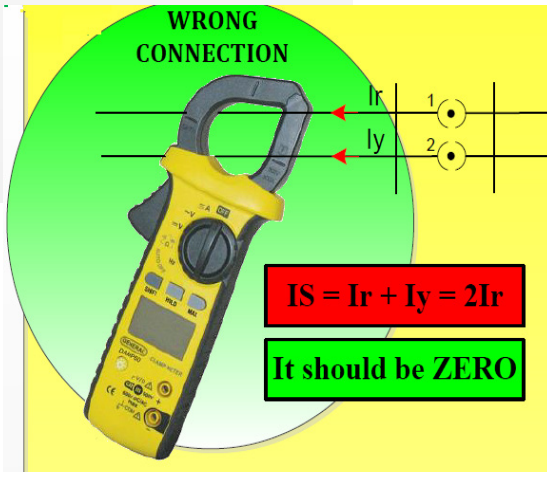
أما بالنسبة GIS فيتم اختبار CT primary injection من خلال 2-earth switches الموجودين قبل وبعد CT بعد ازالة grounded cable طبعا ، فيتم الحقن من red phase earth switch الى red phase earth switch الثاني.

ملاحظة : اذا توفر جهاز يستطيع أن يحقن Primary current على ثلاث فازات في ان واحد فهو بالتأكيد أفضل من الحقن على فيز واحد ويحاكي الواقع بشكل أفضل ويمكن التأكد من قطبية CT بشكل أفضل وأدق

أما بالنسبة لل bushing CT الموجود على أطراف power transformer فلا يمكن أبدا عمل primary injection له ، فيتم اختباره من خلال transformer stability test ، وبعد الانتهاء من اختبار CT واختبار secondary و primary injection بالإضافة الى اختبار stability فإنه يفضل أن يوضع masking taps على CT terminal block ، وهذا يعني أنه يمنع منعا باتا لمس هذه الدائرة حتى تشغيل المحطة.

اذا تم اختبار الCT Primary injection test باستخدام طريقة Phase to Phase من خلال عمل Jumber بينهم كما هو ظاهر في الصورة , فإنه يجب التأكد من أن المجموع الإتجاهي لكلا التيارين في النيوترال يجب أن يساوي صفر , وذلك لأن الزاوية بين كلا التيارين على CT secondary يفترض في هذه الحالة أن تكون 180 درجة , فاذا وجدت بأن المجموع الإتجاهي لكلا التيارين في النيوترال يساوي مجموعهم و لا يساوي صفر , فهذا يعني أن هناك CT Swapping في Secondary circuit ويجب حل هذه المشكلة وعدم تركها





ملاحظة : يجب التأكد من CT lugs ومن أن الأسلاك مشدودة وموصولة في TB's بشكل جيد قبل الاختبار وليس بعده..!

وقبل الانتهاء من اختبارات CT لا يمكن أبدا إنهاء الموضوع دون التكلم عن أحدث الأجهزة المستخدمة في اختبارات CT، وهو جهاز CPC100 وجهاز CT Analyzer ، حيث قديما كان يستخدم جهاز sverker لاختبارات الCT



وكانت اختبارات CT لوحدها تحتاج إلى بضع أشهر مع عدم دقتها أيضا، بينما في ظل أجهزة الاختبارات الحديثة، أصبحت اختبارات CT إلى المحطة كاملة لا تتجاوز عدة أسابيع ، واختبارات CT كاملة لا تتجاوز الدقيقة الواحدة.

كان هناك الكثير من العوائق والمشاكل أثناء الاختبار بالأجهزة التقليدية، ومنها أنه عند حقن primary side بتيار عالي وقياس هذا التيار على secondary side بقصد فحص CT ratio لم تكن هناك دقة الكافية وخاصة في metering، وذلك لوجود نسبة خطأ أثناء التحويل، بالإضافة إلى عدم وضع اختلاف الأحمال على CT بالحسبان.

والشيء الآخر هو عند تطبيق جهد متغير على secondary side بقصد اختبار knee point voltage. ففي بعض الحالات وخاصة في الـ CT protection تكون قيمة knee point عالية، وهذه القيمة كافية لإنشاء break down على winding resistance فيتم تدمير CT أثناء الاختبار، ورفع تقرير بأن هذا CT defective ، ويجب تغييره !

والجدول التالي يوضح الفرق بين استخدام أجهزة الاختبار الحديثة والقديمة في اختبارات CT & VT.

	Conventional CT Testing	CTA
Current Ratio	• Need for high test current source • Depending on burden and I_p	• No high test current source needed • Independent from burden and I_p
Exc. curve / Knee Point	• V_{Knee} limited by source voltage	• V_{Knee} up to 30 kV • Support for IEC 600 44-6
Residual Flux	No	Yes
Demagnetisation	No	Yes
Automated Data Processing	No	Yes
Weight	Several 100 kgs	8 kg

ويعتمد مبدأ عمل CT analyzer على تطبيق جهد عند rated frequency إلى أن يصل الجهد حتى 100V ، ومن ثم ينخفض frequency من rated frequency والتي قد تكون 50 أو 60 Hz مثلا الى قيم صغيرة جدا تصل الى milli Hz أو قد تصل الى zero، وهذا معناه أن voltage المطبق أصبح وكأنه DC وليس AC.

ومعروف أن تطبيق DC على CT يوصل CT الى مرحلة saturation بشكل سريع جدا وعندها يقوم بحساب قيمة knee point ، و بعد الانتهاء من حساب قيمة knee point يقوم برفع frequency تدريجيا حتى تعود الى rated مرة أخرى.

والهدف من هذا الكلام هو تفادي تطبيق أي جهد عالي لاختبار knee point خوفا من حدوث أي break down على CT winding insulation.

يعني بدل أن نزيد voltage على CT winding قمنا بتقليل قيمة frequency وتسمى هذه الطريقة ب low frequency method .

وكأننا كنا قديما نزيد من قيمة voltage حتى نصل الى نقطة knee point ، ولكننا الآن قمنا بسحب نقطة knee point إلينا بخفض frequency.

واختبار CT باستخدام low frequency method كانت أحد الأسباب الرئيسية لرفض التعامل مع CT analyzer في البداية بشكل قاطع، حيث اعتبر المهندسون أن اختبار CT لا يتم بقيم حقيقية طبيعية، وأن اختبار knee point لا يحاكي الواقع أبدا.



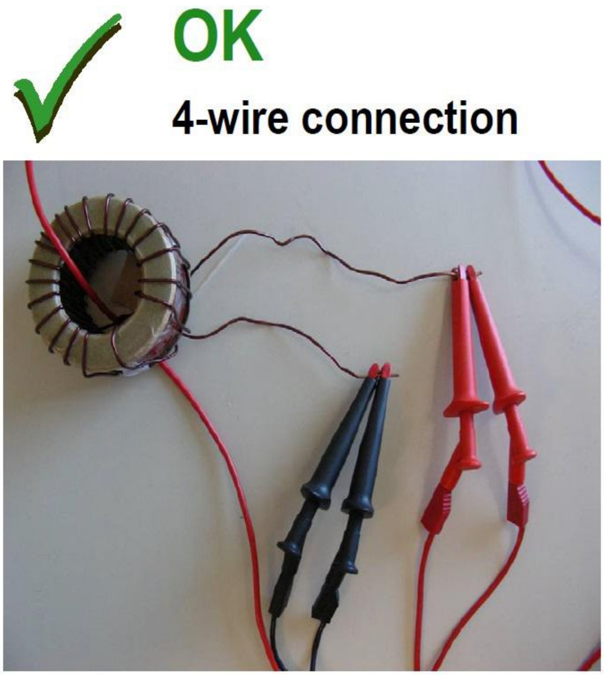
يقوم جهاز CT analyzer باختبار :

- RCT
- Excitation Curve
- Turns Ratio
- Polarity Test

بتوصيله واحدة وخلال دقيقة واحدة فقط، ومن ثم يقوم CT analyzer بعمل demanetization للتخلص من أي remanence flux في داخل core حتى لا يسبب أي مشاكل في أداء CT.

ويجب اختبار جميع taps الموجودة على CT بل وهناك switch box يكون من مرفقات CT analyzer يأتي معه حسب الطلب ، حيث يقوم هذا switch box بتوصيل جميع taps واختبارها بنفس الوقت دون اللجوء إلى تغيير taps في كل مرة.

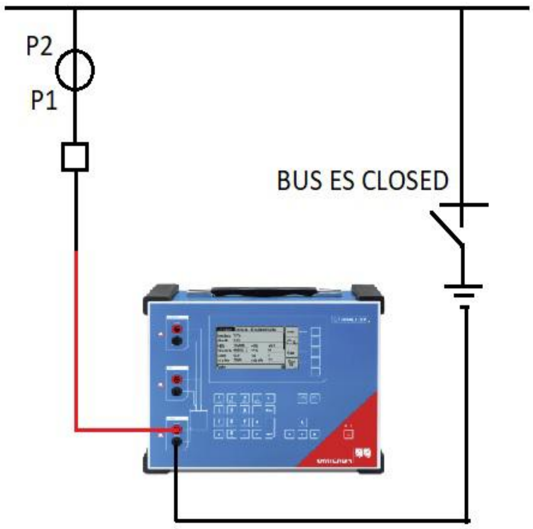
ويجب التأكيد على توصيل أسلاك قياس ال voltage إلى الداخل باتجاه S1 و S2 ، وتوصيل أسلاك قياس ال current إلى الخارج للحصول على نتائج أفضل.



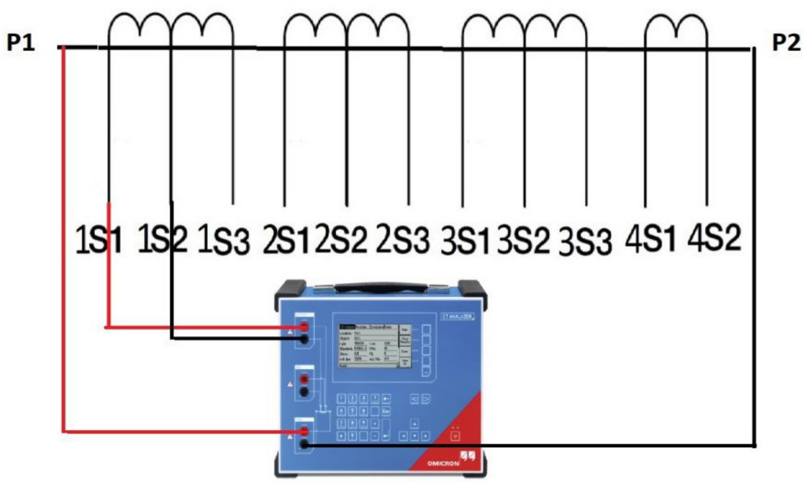


وإذا كان من الصعب الوصول إلى نقطتين P1 و P2 معا على primary side الخاص ب CT ، فإننا نقوم بتوصيل نقطة واحد على الأقل ، والنقطة الأخرى من خلال إغلاق earth switch الموجود على busbar. فكما قلنا أن CT analyzer أنه يقوم بتطبيق جهد وليس حقن تيار.

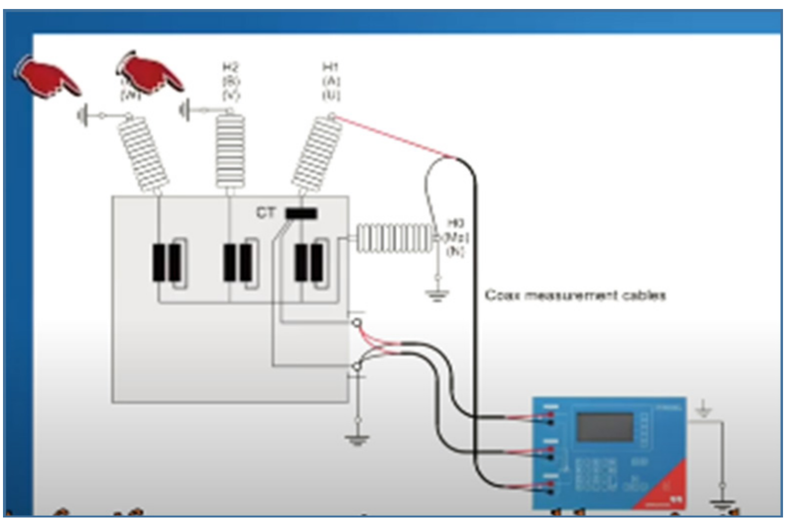
وإذا كان هناك أكثر من core داخل CT المراد اختباره فلا تنسى عمل short circuit على core التي لا تختبره.



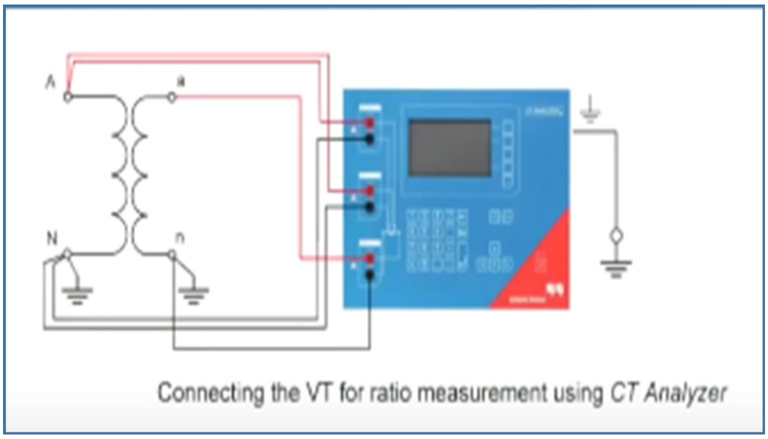
بينما لا نقوم بعمل short circuit على بقية taps إذا كنا نختبر tap واحدة على نفس core.



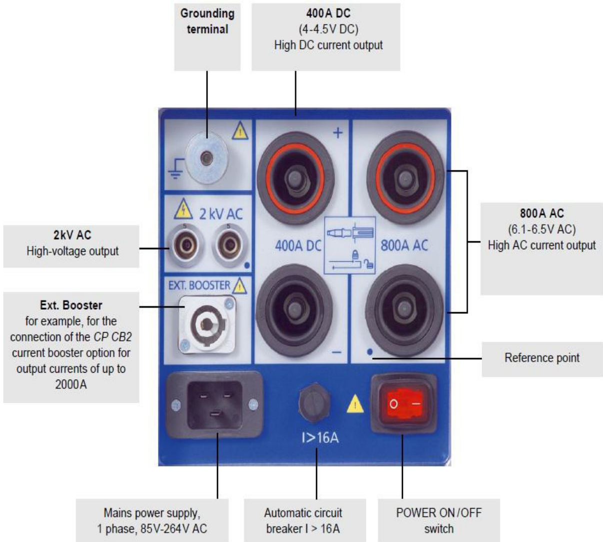
إذا واجهت أي مشاكل في اختبارات bushing CT كأن تكون نتيجة الاختبار خاطئة أو أن الجهاز رفض أن يبدأ الاختبار , فإنه يجب عمل short circuit على باقي core التي لا يتم فحصها، بالإضافة إلى عمل تأريض لبقية phases حتى لا تتأثر القراءات.



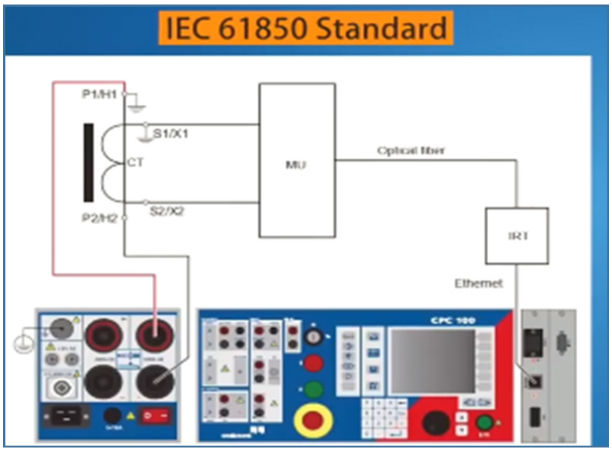
ومن الجدير بالذكر أيضا أنه يمكن اختبار VTباستخدام CT analyzer حسب هذه التوصيلات. ولمزيد من التفاصيل، يمكنك مراجعة manual .



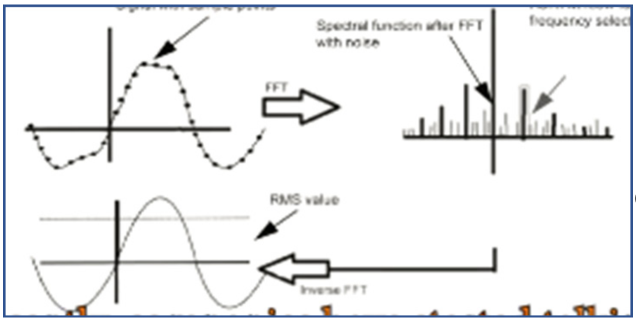
أما جهاز CPC100 فهو يستخدم لاختبارات, power و distribution transformers و CT و VT ولديه القدرة على حقن تيارات عالية في primary تصل إلى 400A DC أو 800A AC ، ويمكن زيادتها أيضا من خلال current booster حتى 2000A .



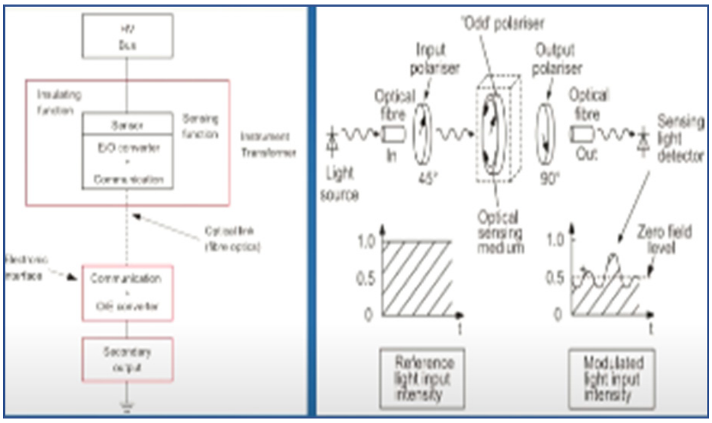
وعنده القدرة أيضا على اختبار optical CT حسب المواصفة العالمية IEC61850 .



ما يميز CPC100 عن CT أنه يقوم باختبار CT بقيم تيار حقيقية عند rated frequancy، ولكنه يقوم بعمل كل اختبار بتوصيلة على حدى ، ولكن ما يميز CT analyzer هو عمل جميع الاختبارات بتوصيلها واحدة فقط وخلال دقيقة.



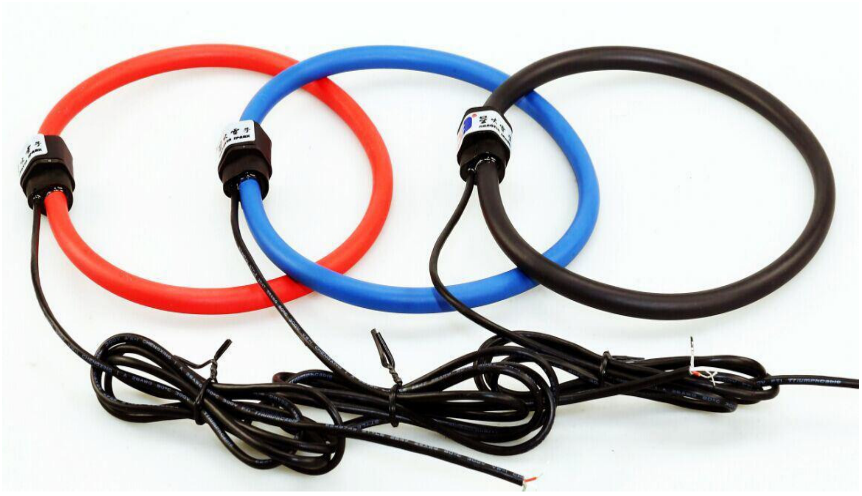
في الآونة الأخيرة بدأ الحديث عن موضوع IEC 61850 والتي من ضمنها optical CT و VT ، والتي تعتمد على مبدأ تحويل قيم voltage والتيار إلى مجموعة من samples، تمهيدا لتحويلها من analog إلى 1-0 digital ونقلها من خلال fiber optic .



وتمتاز هذه المحولات بأنها لا تحتوي على core وبالتالي لا يحدث لها أي تشبع، فهي لا تعتمد على electromagnetic أصلا.

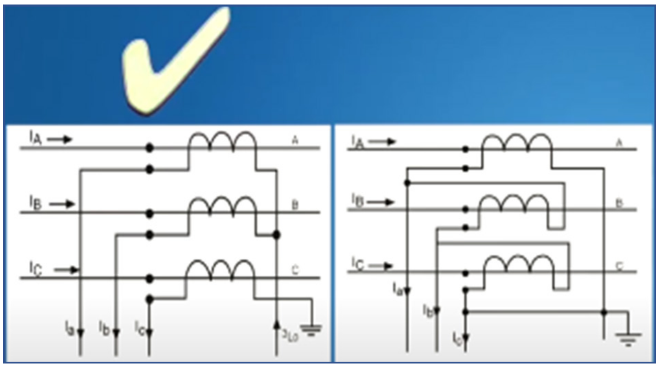
وتمتاز أيضا بصغر حجمها مقارنة ب CT و VT التقليدية، وتكون fiber optic والتي هي الألياف الضوئية هي الوسيط بين CT و VT وأجهزة relay والقياس ، حيث قديما كان يتم نقل التيار و voltage إلى relay بشكل حقيقي من خلال الأسلاك النحاسية، فيقوم relay بعدها بتحويل هذه القيم من analog إلى digital، ولكن الآن أصبحت هذه القيم تتحول من analog إلى digital من خلال CT و VTنفسه، فيتم نقل digital value وليس analog value.

ومن ضمن الأمثلة على optical CT مثلا هو Rogowski CT والذي تكلمنا عنه من قبل، والذي يستخدم مبدأ transducer أو sensor لتحويل القيم primary من analog إلى digital ومن ثم نقلها

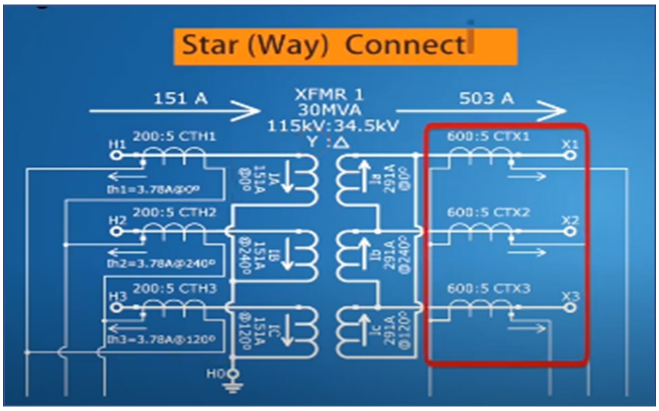


3-phase CT connection

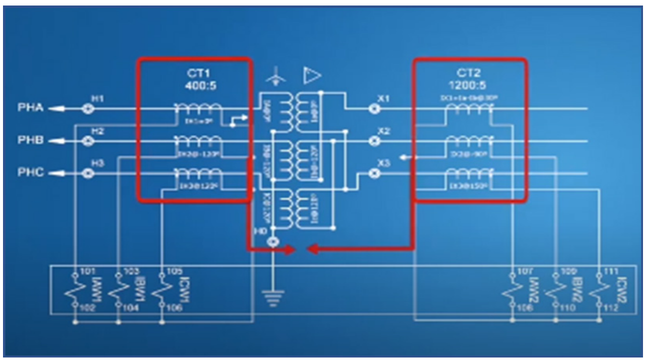
أما بالنسبة لتوصيلات 3-phase CT مع بعضها البعض، فقديما كان يتم توصيل CT إما delta connection أو star connection، أما حديثا فجميع توصيلات CT is star connection .

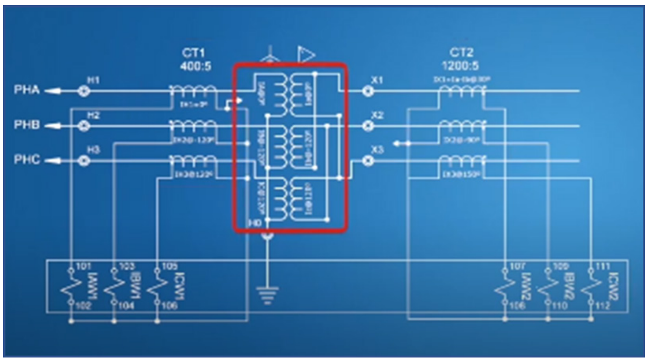


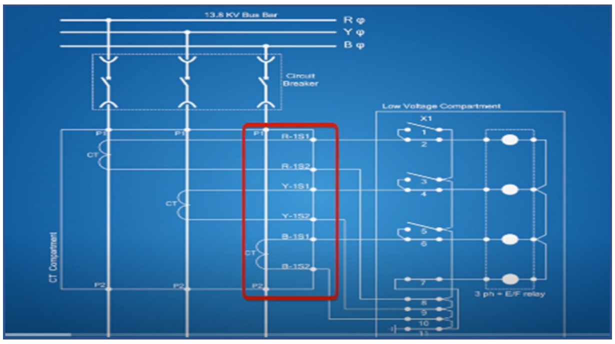
حيث كانت تستخدم delta connection الخاص ب 3-phase CT، على طرف star side لل power transformer ، بينما يتم استخدام star connection الخاص ب 3-phase CT على طرف delta side لل power transformer ، وذلك بهدف تعديل القيم الداخلة على transformer differential relay.



أما حديثا فمهما كان vector group للمحول فإن CT connection تكون على شكل star ويتم عمل التعديلات في داخل relay، ولا ننسى أن تكون star point في star connection بإتجاه الجزء المراد حمايته دائما .

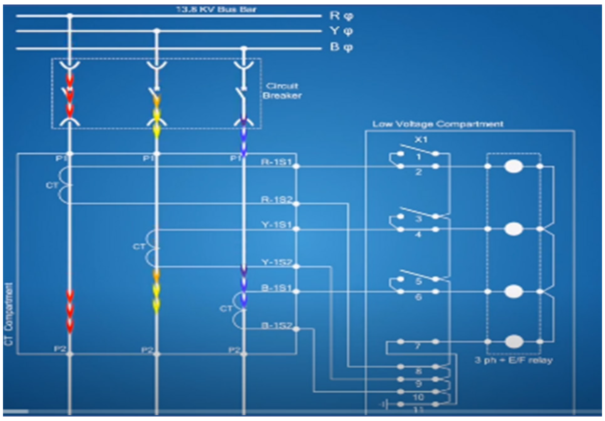






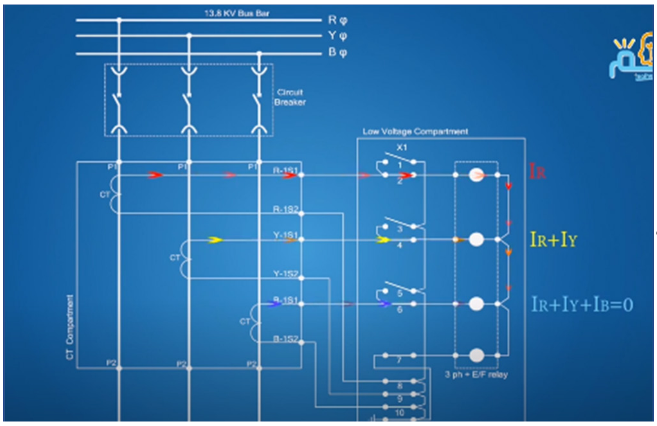
أما بالنسبة لتوصيلات terminal block to CT حسب drawing فتكون كالآتي:

أول ترتيب يسمى ب 11-terminal block arrangement ، ونلاحظ أن هناك ستة اسلاك لثلاث فازات من طرف CT إلى low voltage compartment الموجود في switchgear.

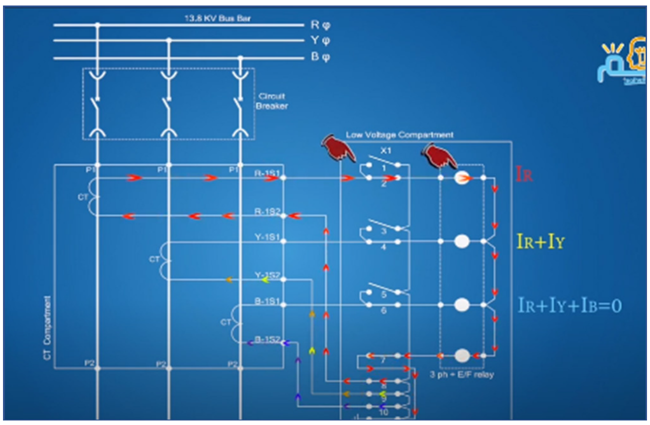


و سمي ب11-terminal block arrangement ، وذلك لأن عدد CT terminal block هي 11 كما هو واضح في الصورة.

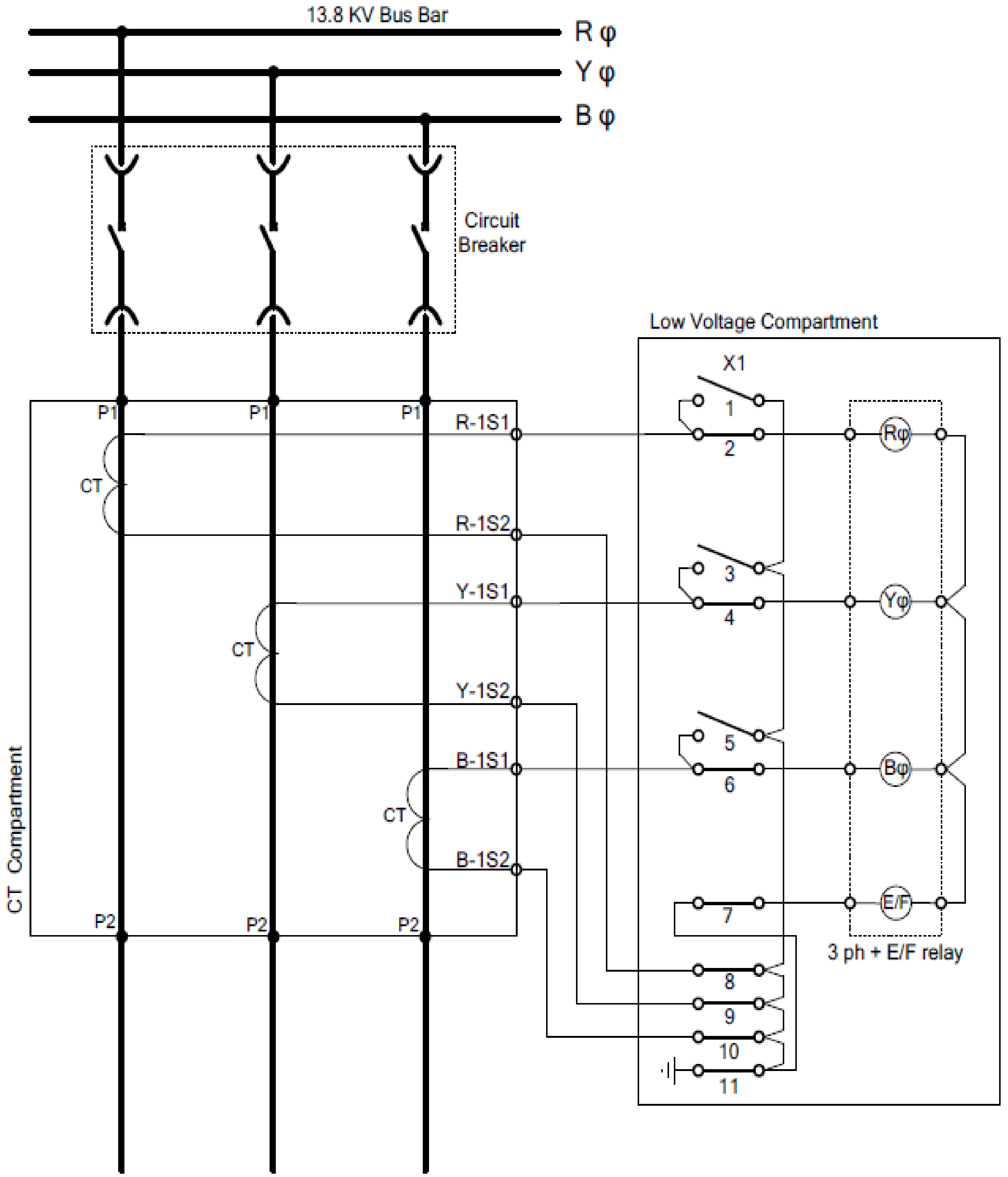
نلاحظ في هذه الصورة أيضا أن تيار primary ذهب لتغذية feeder من جهة busbar، وبالتالي فهو ينتقل من P1 الى P2.



وعند دخول التيار من P1 يجب أن يخرج من S1 ، إذا كانت polarity صحيحة طبعا ، و ما نشرحه في red phase بالطبع سوف ينطبق على yellow و blue.

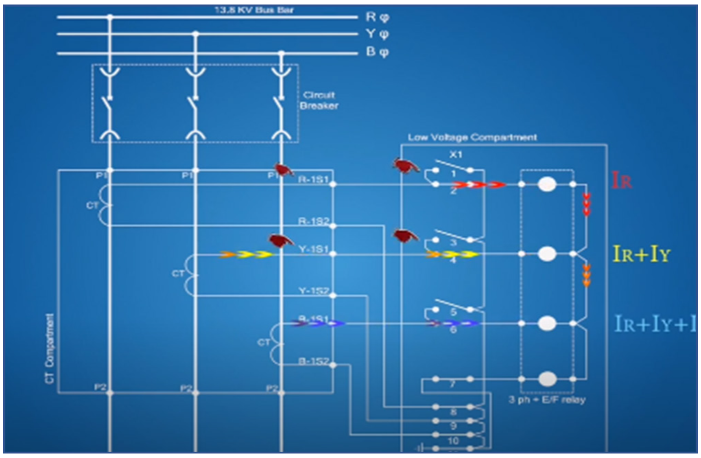


ينتقل التيار في secondary من R-1S1 إلى terminal 2 باتجاه R phase winding ، في داخل over current أو earth fault relay



11-terminal blocks arrangements with CT's in service

والتيار دائما يجب أن يسري في مسار مغلق، بمعنى إذا خرج current من نقطة يجب أن يعود إليها مرة أخرى، لذا فإن تيار red phase إذا افترضنا أنه لا يوجد غيره، بمعنى أن yellow phase current يساوي صفر و blue phase current يساوي صفر ، سوف يخرج من red phase winding لينتقل بعدها إلى earth fault winding التي في داخل relay نفسه ، والتي منها سوف ينتقل أيضا إلى terminal رقم 7 ومن ثم يسري من هنا لينتقل إلى X1 teminal رقم 8 رجوعا لإغلاق الدارة من X1 terminal رقم 8 إلى R-1S2 ، ولكن في الوضع الطبيعي يتم تغذية feeder من خلال 3-phase current ، فعند دخول تيارprimary من P1 الى P2 في 3-ph



يخرج ثلاث تيارات من secondary

من red phase 1S1 الى X1:2

ومن yellow phase from 1S1 الى X1:4

ومن blue phase from 1S1 الى X1:6

ومن ثم يعود تيار red ph إلى مصدره من خلال X1 terminal رقم 8 ، وتيار yellow ph إلى مصدره من خلال X1:8 وتيار blue ph من خلال X1:10.

وهنا ملاحظة هامة جدا وهو أن الراجع من 3-ph current دخلت جميعها إلى earth fault winding ، وحصل لها جمع اتجاهي أي vector sum والمجموع الاتجاهي 3-ph current في الوضع الطبيعي عندما تكون balance هو zero دائما .

ومعروف من قواعد symmetrical component أن المجموع الاتجاهي لل balance 3-ph current يساوي zero في الأحوال الطبيعية ، ويساوي 3I0 أي ثلاث أمثال zero sequence في حالة الأعطال الأرضية أي grounding fault ، لذا تسمى حماية earth fault عند بعض شركات تصنيع relays ب protection zero sequence.

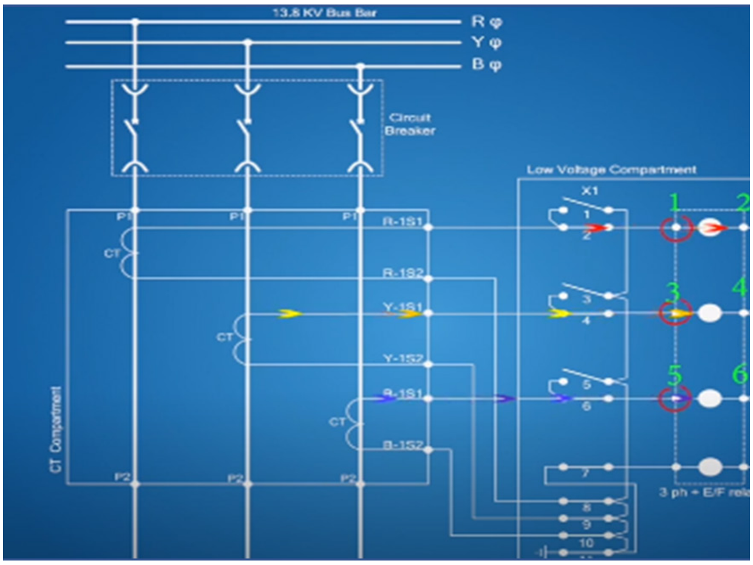
ولا ننسى أن I Neutral=3I0 ، وبالتالي فإن قيمة I0 التي هي zero sequence current IN÷3 .

وقيمة zero sequence symmetrical component هي القيمة الوحيدة التي يمكن قياسها بشكل مباشر من خلال الريليه أو الملتيميتر ، أما بالنسبة ل

- Positive sequence
- Negative sequence
- zero sequence component

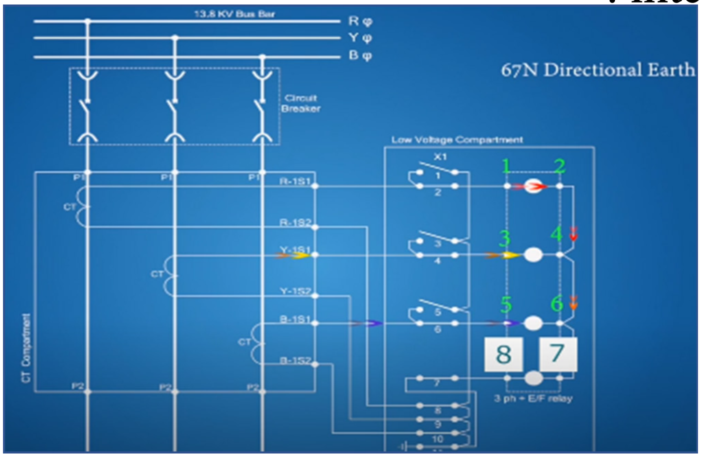
فسوف نتكلم عنهم بشكل مفصل في فصل الOC/EF Protection .

ومن الأخطاء الشائعة جدا في التصميم حتى في شركات الـ international هو خطأ توصيل E\F winding ، فلو افترضنا أن red phase winding له طرفين ، وقمنا بترقيم كل طرف مثلا الطرف الأيسر القريب من X1:2 برقم 1 ، والطرف البعيد برقم 2 ، وكذلك الحال في Y-phase winding (3-4) ، و blue phase winding (5-6) ، فإن التيارات الداخلة إلى جميع relay winding نلاحظ أنها داخلة إلى الأطراف ذات الأرقام الفردية والتي هي 1 , 3, 5 صحيح ؟



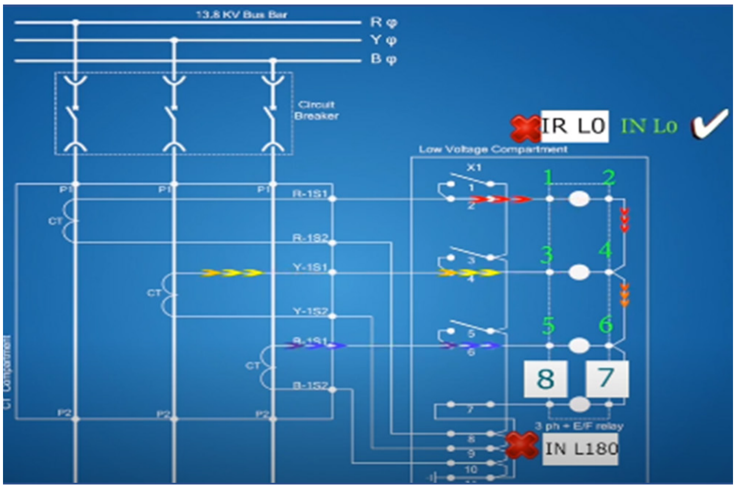
وكذلك الحال في earth fault winding فإن المجموع الاتجاهي لل 3-phase current يجب أن يدخل إلى طرف odd number فيكون 7 هنا و 8هنا ، حيث يخطئ كثير من المصممين في عكسهم.

وتتجلى مشكلات عكس طرفي earth fault winding خاصة في حال استخدام directional earth fault حيث يصبح realy بالتوصيل الخاطئة يرى internal fault وكأنه external و external fault وكأنه internal .



أما في حالة non-directional protection فغير مهم دخول التيار كانت من odd أو من even number ، ولكن ما الذي يدري المصمم مثلا ما هي الحماية المستخدمة في final setting ؟

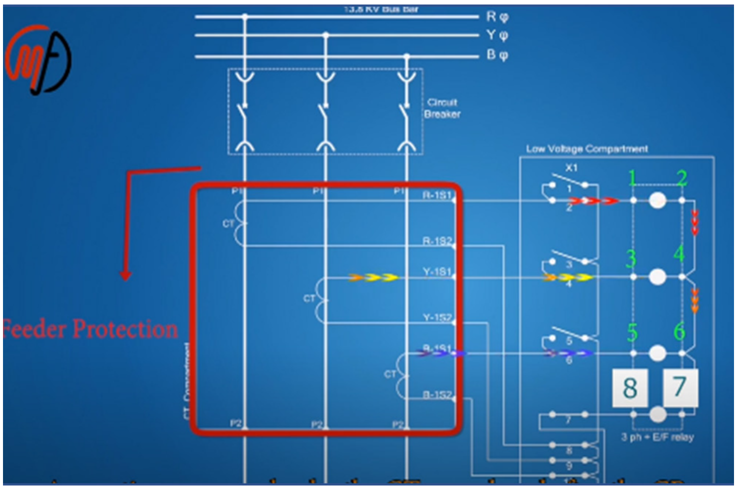
وتتفاقم المشكلة أكثر وأكثر في حال حدوث هذا الخطأ في distance protection ، وللتأكد من توصيلة earth fault winding ، عادة نقوم بحقن تيار على red phase فقط والتأكد من زاوية red phase currenty وزاوية neutral current ، فإذا كان هناك phase shift مقداره 180-degree فهذا يعني أن التوصيلة خاطئة ، ويجب عكس أطراف neutral winding حيث زاوية red phase current يجب أن يكون مثل زاوية neutral current .



ملاحظة : ما سبق ينطبق على مرحلات ABB و Micom فقط , أما مرحلات سيمينز فيجب عندها أن يدخل التيار من جهة الأرقام الفردية فقط حتى مع Earth fault winding , لأن ذلك مؤخوذ بالاعتبار داخل الريليه

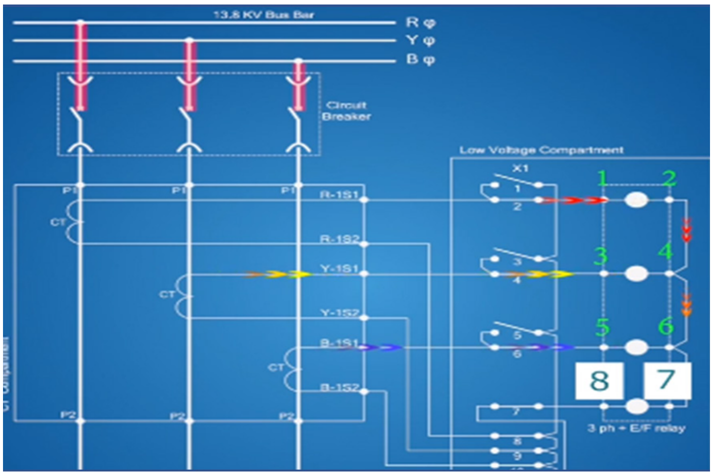
وهناك ملاحظة هامة أخرى أنه يجب أن يكون هناك single earthing point ، وفي هذه الحالة فإن single earthing point هي X11:1 ويجب أن يكون مغلق.
ويجب التأكد أنه إذا فتح X11:1 زال ال grounding من خلال multimeter طبعا.

وقد يسأل سائل لماذا تم وضع الCT بعد CB مع أن الحماية تكون ل feeder ؟
ولكن السؤال الأقوى كيف عرفت أصلا أن الحماية ل feeder ؟

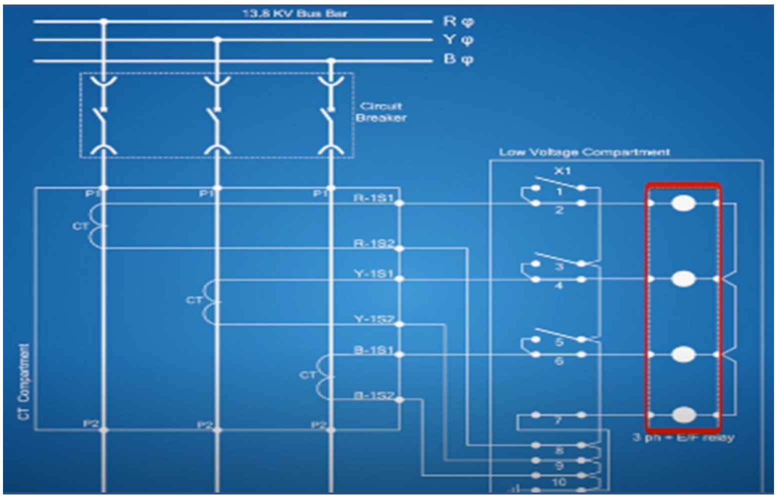


عادة ما تكون neutral point أو star point CT باتجاه الجزء المراد حمايته ، بالإضافة أن حماية البسبار كما قلنا من قبل هي مجموع التيارات الداخلة والخارجة منه، وبالتالي يجب أن يكون هناك أكثر من CT وليس كما في الصورة.

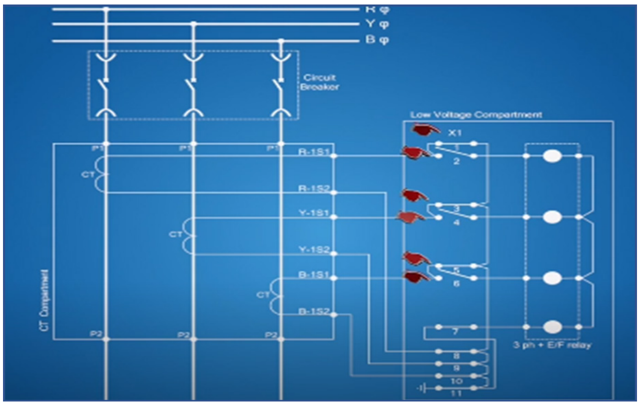
الآن نعود للسؤال الأول لماذا تم وضع CT بعد CB؟



لو لاحظنا المسافة بين busbar و CB سوف نجد أنها صغيرة جدا ، واحتمال حدوث fault عليها لا نقول أنه مستحيل ، ولكن يمكن القول أنه نادر الحدوث ، وفي حالات كثيرة جدا يستحيل السيطرة على كل احتمالات الأعطال وذلك لأنه سوف يجعل نظام الحماية معقد جدا.
الآن نعود مرة أخرى للرسم إذا افترضنا أن هذا relay حدث عليه مشكلة ويجب تغييره مثلا، أو أننا نقوم بعمل فحص دوري لل relay . فإنه يمنع منعا باتا فتح دوائر secondary ل CT اثناء تشغيل الخط وذكرنا أسبابه سابقا.



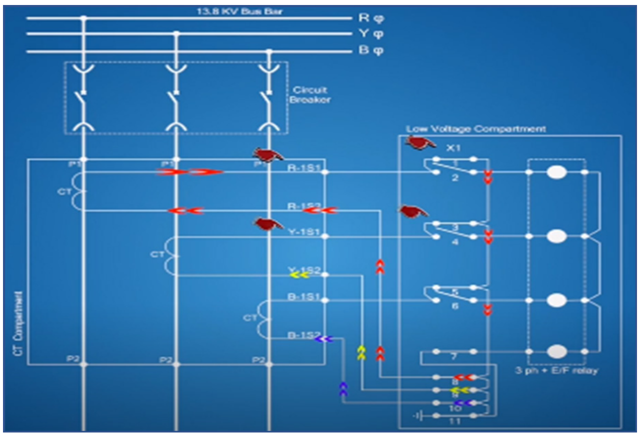
لذا فإننا نقوم بعمل short circuit على CT secondary قبل فحص relay أو إزالته مثلا ، ويتم ذلك من خلال اغلاق X1:1 و X3:1 و X5:1 ومن ثم فتح X6:1 , X4:1 , X2:1 كما في الشكل.



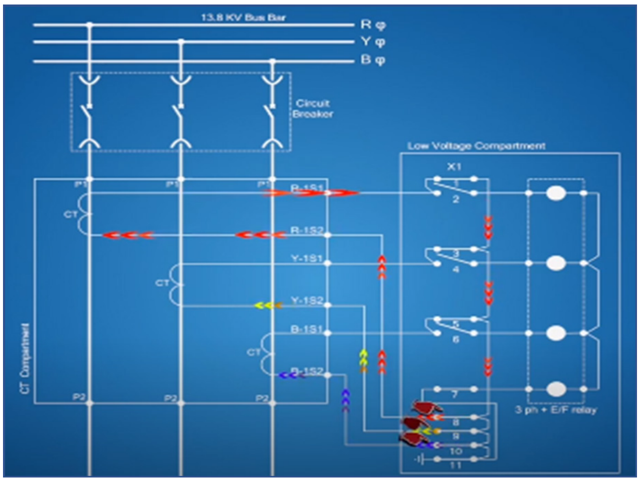
لاحظ ان مرور تيار في primary من P1 الى P2

في 3-phase سوف يخرج تيار في secondary من :

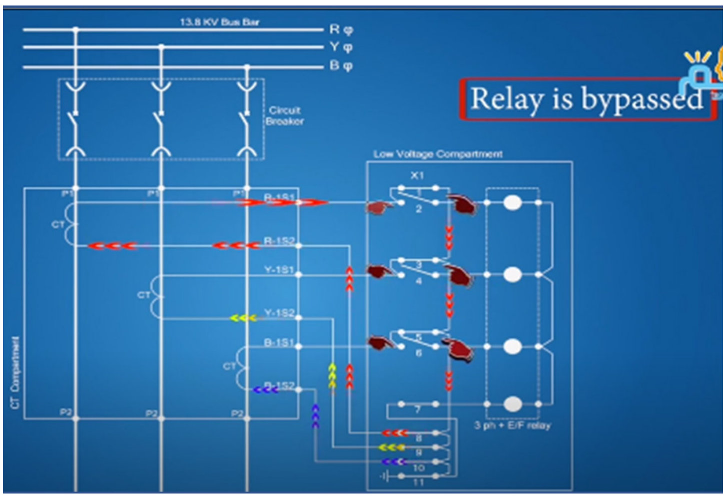
R-1S1 الى X1:1 و Y-1S1 الى X1:3 و B-1S1 الى X1:5

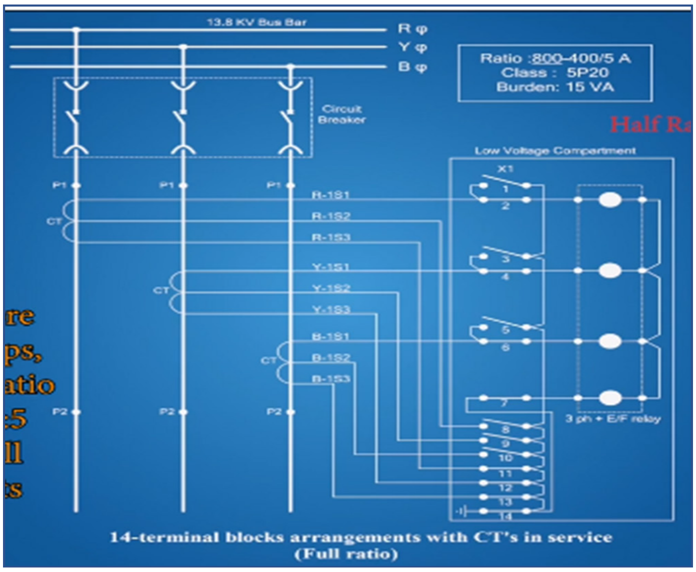


وعلى التوالي فإنه سوف يتم رجوع كل تيار في 3-phase الى مصدره من :
X1:1 الى X1:8 , و X1:3 الى X1:9 و X1:5 الى X1:10



لاحظ أن التيار قد تجمع كله في نقطة واحدة ، ومن ثم رجع وتوزع مرة أخرى ، للرجوع إلى مصدر خروجه حسب زاويته طبعا ولم يحدث أي خلط بينهما.
وفي هذه الحالة نقول انه تم عمل CT's shorted و isolated او تم عمل bypass على relay ، وعند إرجاع relay وتوصيله مرة اخرى نقوم بإغلاق
X1:2 و X1:4 و X1:6
ومن ثم فتح X1:1 و X1:3 و X1:5 ، حتى لا نقع في مشكلة فتح دائرة CT مرة أخرى.





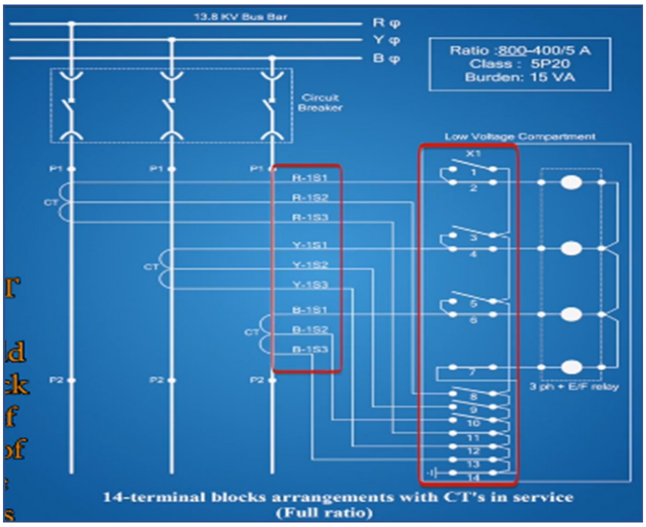
وفي بعض الأحيان اذا كان هناك اختلاف في CT secondary rated current

فمثلا كان عندي

CT secondary rated current يساوي 5A ،

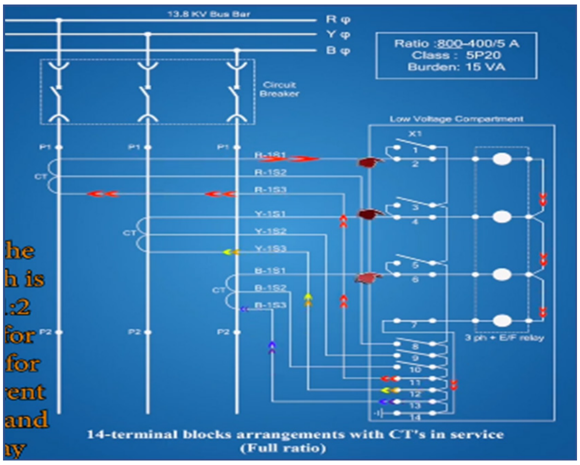
والمطلوب هو 1A ، ولا استطيع تغيير CT،

سنستخدم شيء اسمه Auxiliary CT أو Interposing CT يوضع على دائرة CT secondary ، ويقوم بتعديل وتحويل القيمة من5A الى 1A وهذا ايضا تم تطبيقه في أحد المحطات.



ولو كان عندي CT core يحتوي على اثنين taps مثلا فإن half ratio taps يحول من 400-5 الذي هو 1S1 – 1S2 و full ratio tap يحول من 800-5 الذي هو 1S1-1S3،

فإنه في هذه الحالة يجب أن يكون CT terminal block arrangment عددها 14 terminal block وعدد wires الخارجة من جميع CT's في 3-phase هي 9 wires .



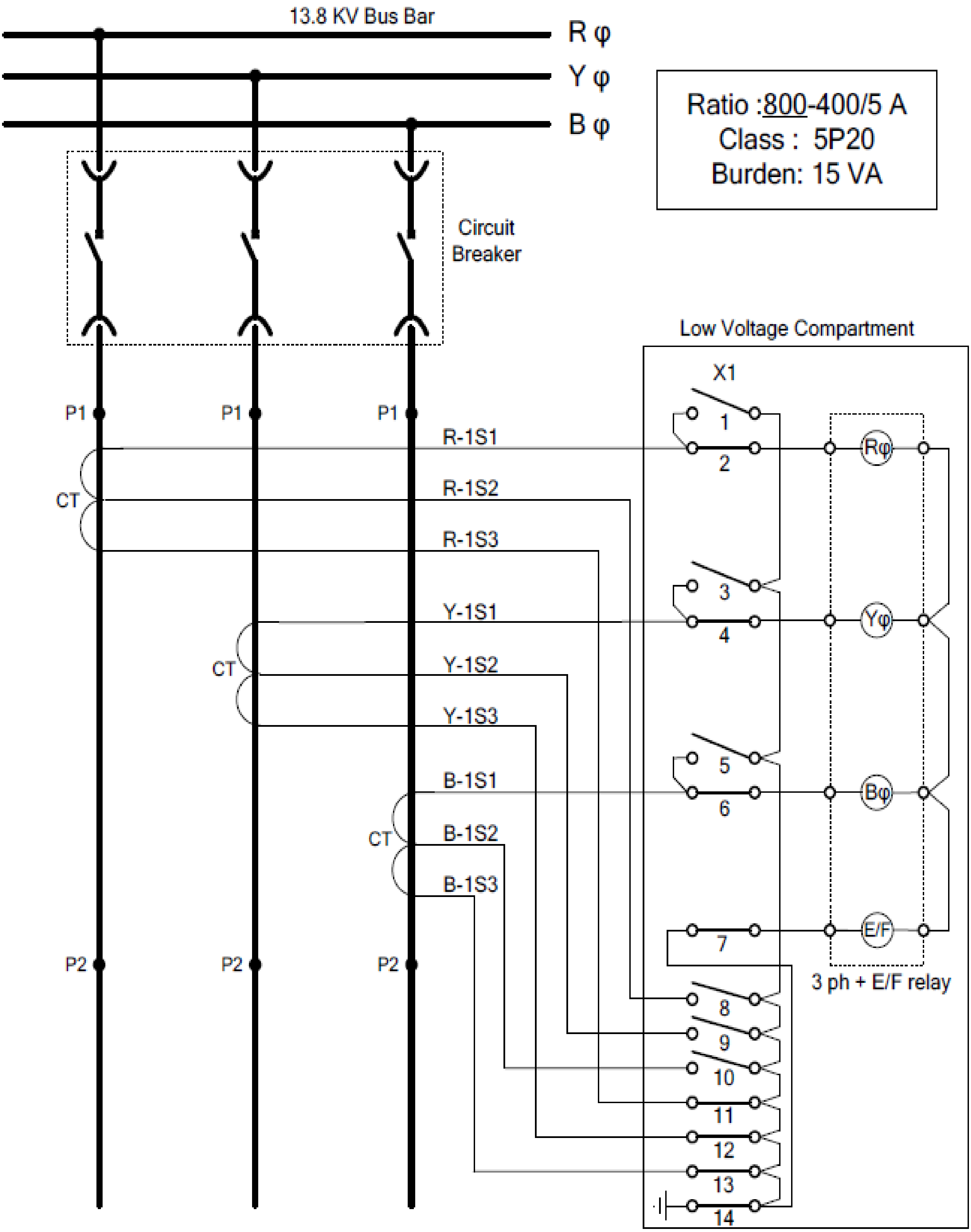
فإذا أردنا استخدام full ratio tap والتي هي 800-5 فنقوم بإغلاق

X1:2 الخاص ب R-phase ,

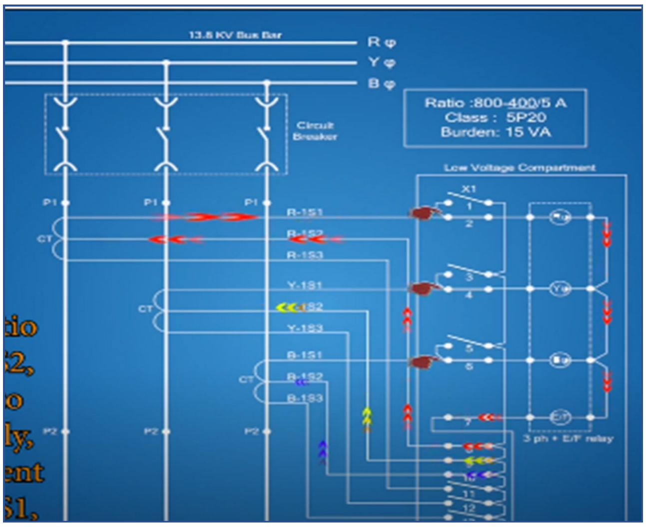
X1:4 الخاص ب Y-phase

and X1:6 الخاص ب B-phase

للتيار الذاهب من 1S1 CT الى relay



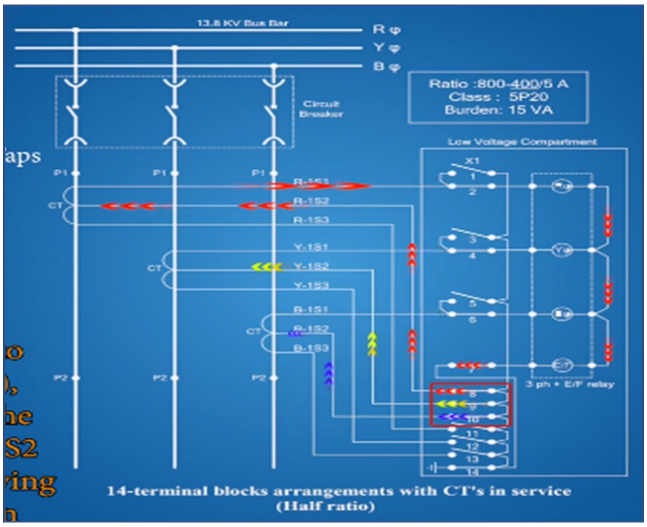
14-terminal blocks arrangements with CT's in service (Full ratio)



وإغلاق X1:11 و X12:1 و X1:13 للتيار العائد أو الراجع من relay الى 1S3 مع ترك X1:8 و X1:9 و X1:10 مفتوحين.

اما اذا اردنا استخدام half ratio tap والتي هي 1S1-1S2 فنقوم بإغلاق X1:2,4,6 ل (R,Y,B) على التوالي للتيار 3-phase القادم من CT_1S1 هو أصلا common لكل tabs .

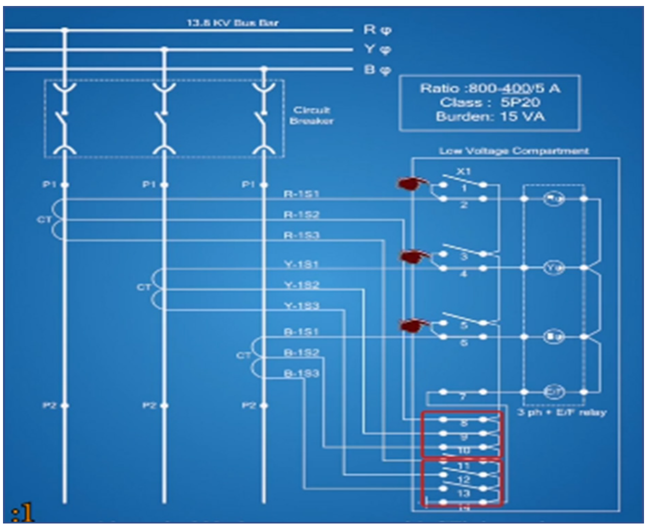
وإغلاق (R,Y,B) X1:8,9,10 to 3-phase على التوالي للتيار الراجع من 1S2 for 3-phase مع ترك X1:11,12,13 مفتوحين.

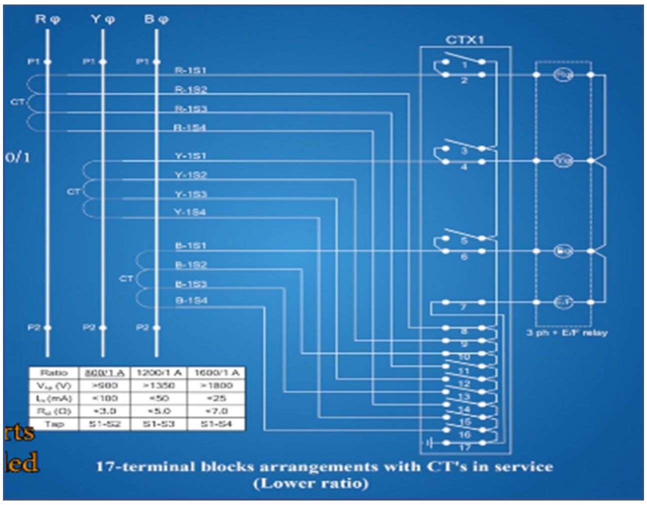


14-terminal blocks arrangements with CT's in service (Half ratio)

وهناك سؤال قد يطرح من أحدهم أنه كيف يمكن ترك دائرة CT secondary مفتوحة في X1:11,12,13 اثناء تشغيل الخط؟

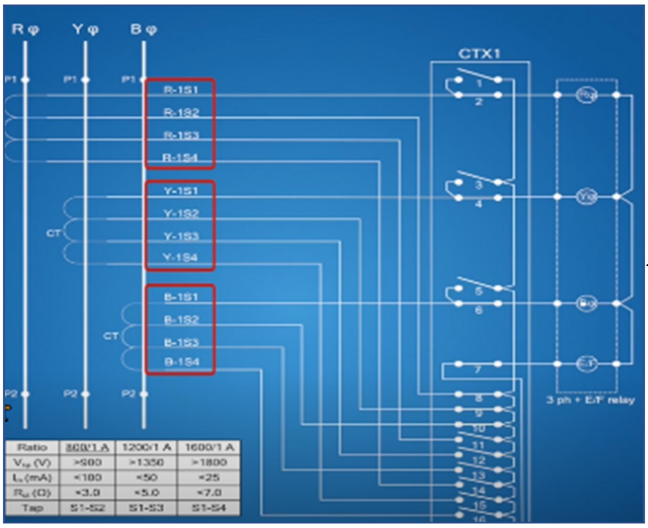
والجواب هنا انه مجرد وجود تيار في CT secondary من احد taps كافية لإنشاء مجال مغناطيسي معاكس للمجال الأصلي ، وبالتالي لن يتشكل جهد عالي على أطراف CT secondary فلا مشكلة من فتح taps الغير مستخدمة ، وبالتالي يمكن القول انه يجب أن يكون هناك tap واحد على الأقل مستخدم ، لتجنب الخطر وبالتأكيد لعمل short circuit على دائرة CT secondary يكون بإغلاق X1:1,3,5 وإغلاق X1:8,9,10 للسماح لتيار short circuit بالرجوع الى مصدره ، أو إغلاق X1:11,12,13 وكلاهما صحيح.



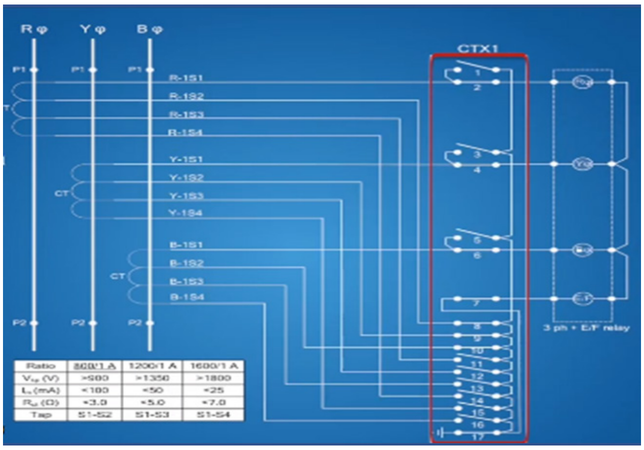


أما إذا كان عندي CT core يحتوي على ثلاث taps مثلا 1S1-1S2 يقوم بتحويل800 أمبير إلى 1 أمبير ويسمى lower ratio tap ، و 1S1-1S3 يقوم بتحويل 1200 الى 1 ويسمى Middle ratio tap و 1S1-1S4 يحول 1600الى 1 ويسمى full ratio tap .

وبالتالي فإن عدد wires الخارجة من 3-phase CT هي 12 wires موزع على :

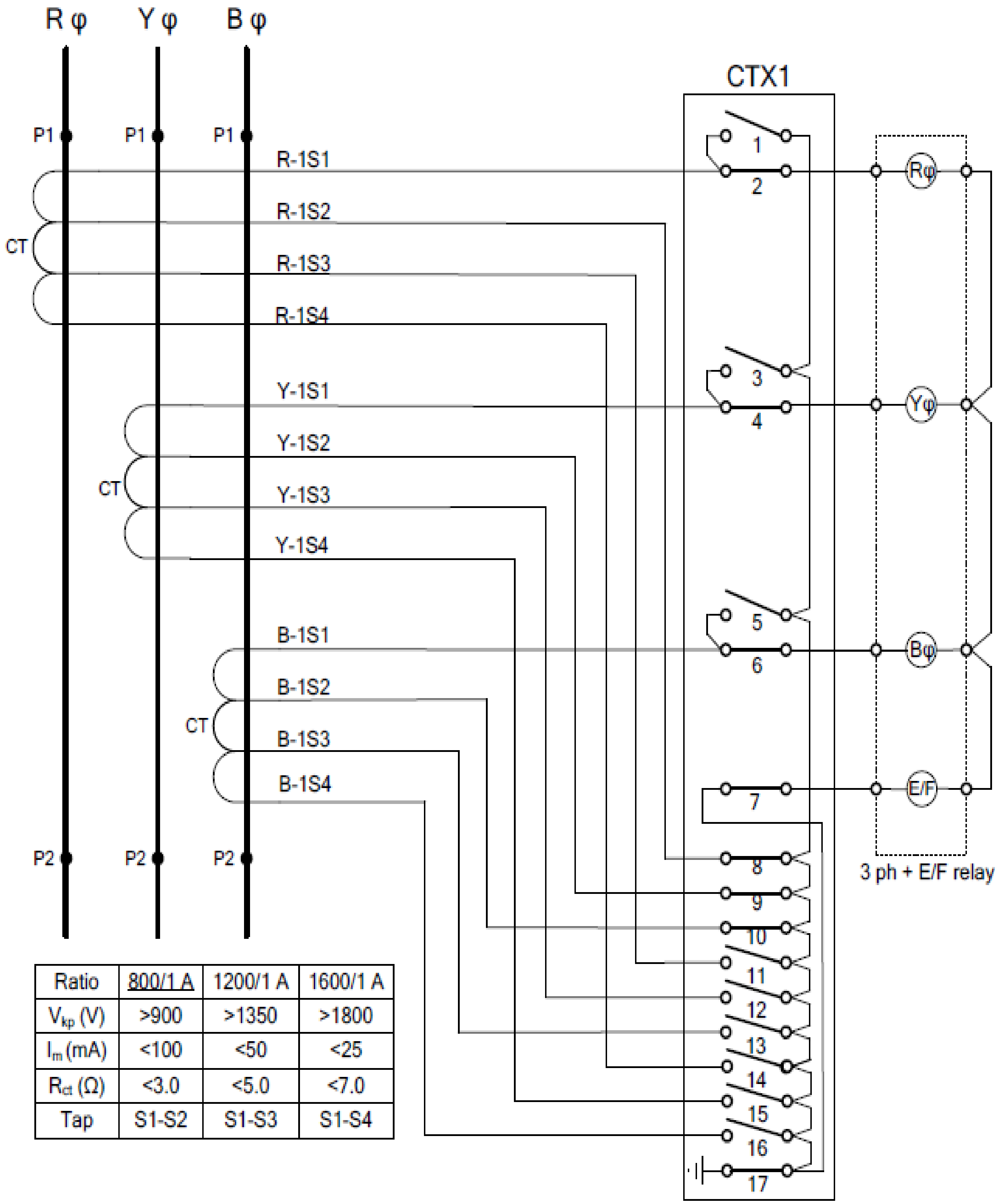


4 خاصة red , و4 خاصة yellow و 4 خاصة ب blue ، فإن عدد terminal block هنا سوف 3 terminal block مع كل tap يعني عندما كان عندي 1 tap كان عدد terminal block =11 وهذه 11 موزعين على ثلاث terminal block output و ثلاث terminal block input في وضع load الطبيعي. أو ثلاث terminal block في وضع short circuit اصبح العدد هنا 9.



بالإضافة الى واحد terminal block راجع في حال earth fault ، و واحد terminal block متصل ب ground.

فعندما أضفنا tap واحدة أضفنا معها ثلاث terminal block فأصبح العدد 14 TB's وعندما أضفنا tap ثانية أضفنا معها 3 terminal block فأصبح العدد 17-TB's .



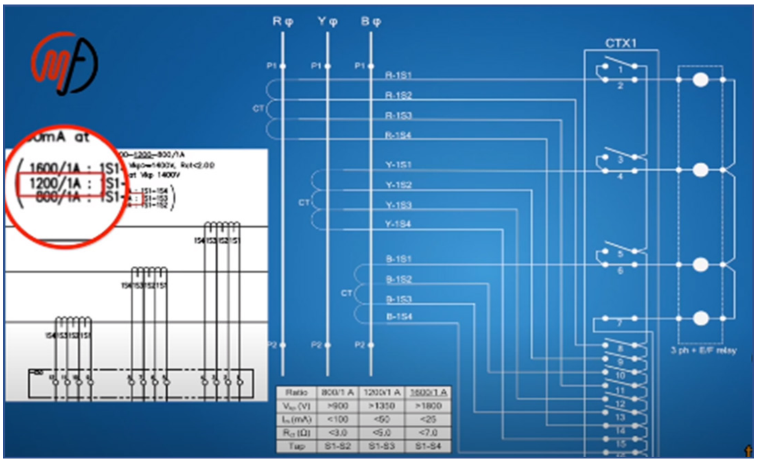
Ratio	800/1 A	1200/1 A	1600/1 A
V_{kp} (V)	>900	>1350	>1800
I_m (mA)	<100	<50	<25
R_{ct} (Ω)	<3.0	<5.0	<7.0
Tap	S1-S2	S1-S3	S1-S4

17-terminal blocks arrangements with CT's in service (Lower ratio)

وبنفس الطريقة لاستخدام 800:1 lower ratio tap
فإننا نقوم بإغلاق X1:8,9,10 للرجوع الى 1S2
أو نغلق X1:11,12,13 للرجوع الى 1S3للحصول على ratio 1200:1
أو نغلق X1:14,15,16 للرجوع الى 1S4 في حال أردنا استخدام ratio 1600:1 مع ترك TB الغير مستخدمة مفتوحة .

وهنا قد يخطر ببال كل مهندس من الذي يقرر ratio tap المستخدم فعليا ؟

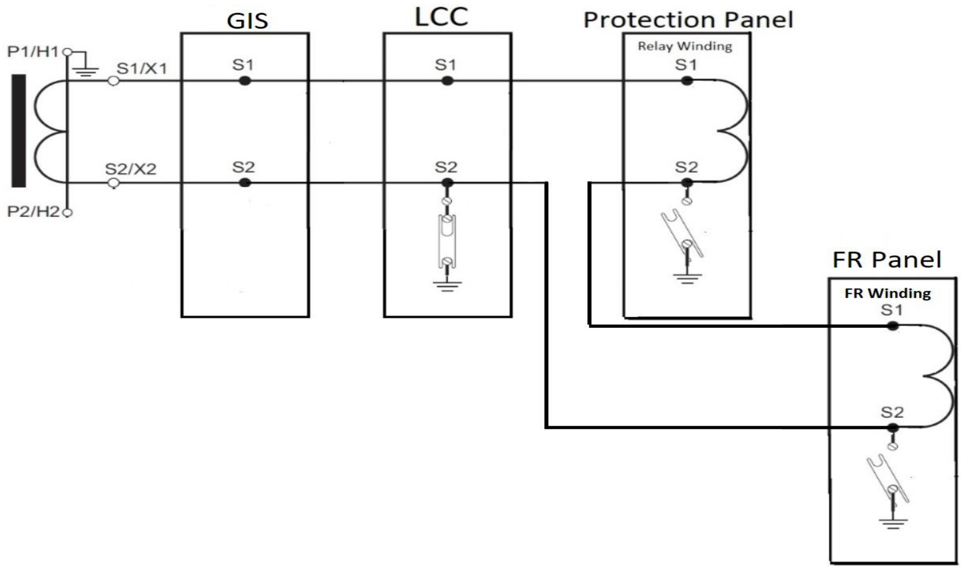
عادة ما يوضع خط drawing تحت used tap المراد استخدامها، ولكن في حال عدم وجود هذا الخط لعدم معرفة المصمم ب tap المستخدم فعليا فإنه يتم الرجوع الى final setting المستخدم في داخل relay .



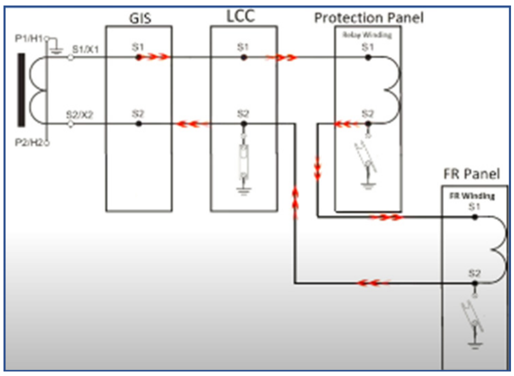
وإذا كان هناك تناقض بين drawing و final setting يجب ارسال إيميل للتحقق في أيهما صحيح ، وأخذ الموافقة على استخدام CT ratio المطلوب، فكما قلنا أن الموافقة يجب أن تكون موافقة خطية أو بالإيميل لأنه في حال trip فلن ينفعك لا شفيع ولا حميم ، حيث وقت trip يبدأ البحث عن ضحية تتحمل هذا العطل ، حتى لو لم تكن أنت السبب ، أو أقول لك أنت الضحية في جميع الأحوال، ولكن لا تكن ضحية سهلة.

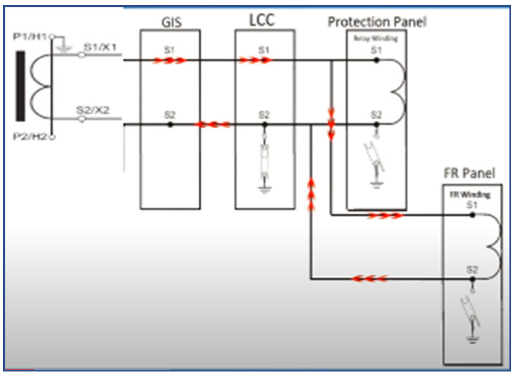
CT interconnections

أغلب توصيلات CT's تكون على شكل loop بمعنى أن CT wires تنتقل من panel الى panel أخرى، فمثلا تنتقل من CT الى GIS و ومن GIS الى LCC و من LCC الى protection panel أو fault recorder وهكذا.

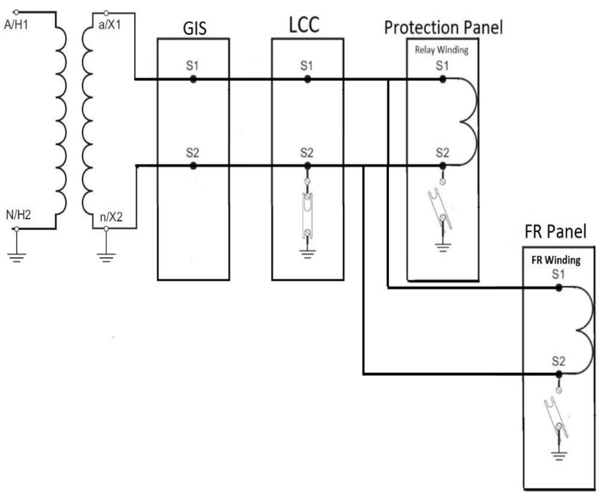


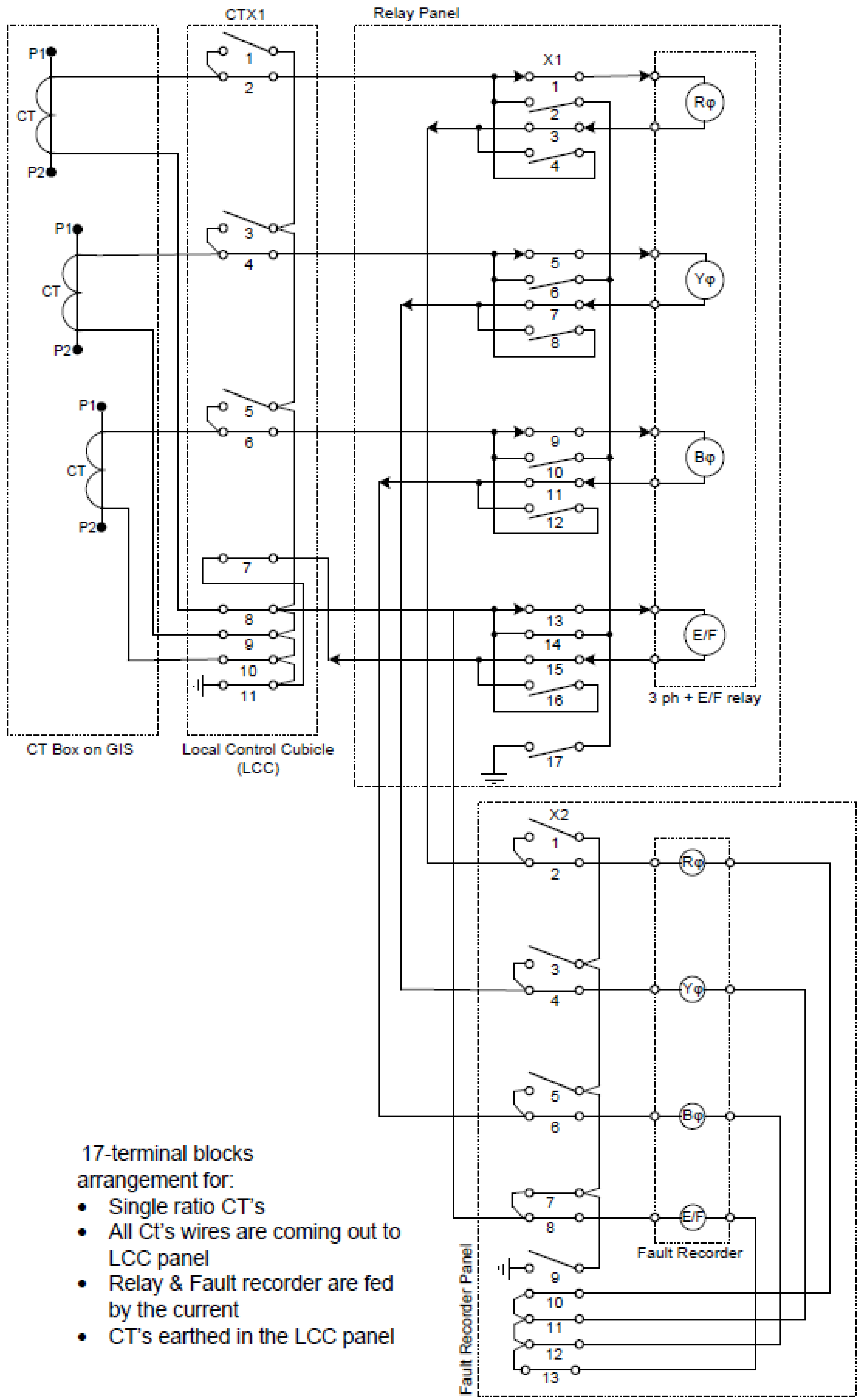
ويجب أن نعلم أنه لنقل التيار من panel الى panel ، يجب أن يتم نقله على التوالي ك series connection لأنه لو تم نقله على التوازي سوف يتم توزيع قيمة التيار وهذا غير صحيح.





أما نقل voltage من panel الى panel فيكون بالطبع على التوازي ، ك parallel connection ، وهذا ما هو معلوم من أساسيات هندسة الكهرباء بالضرورة.



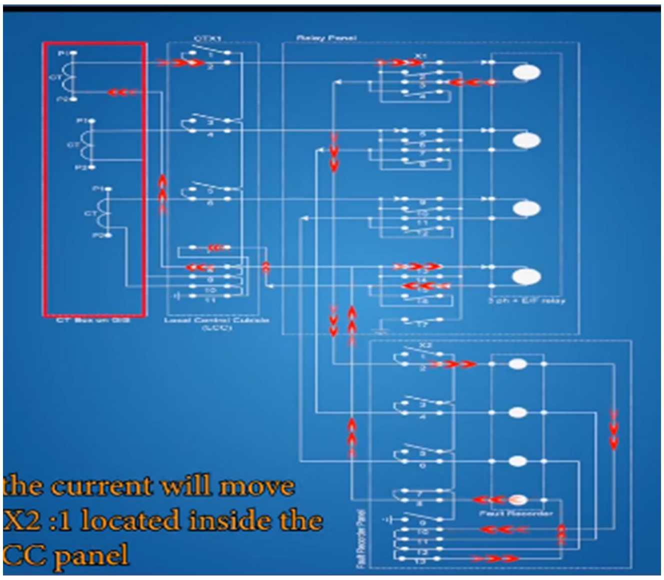


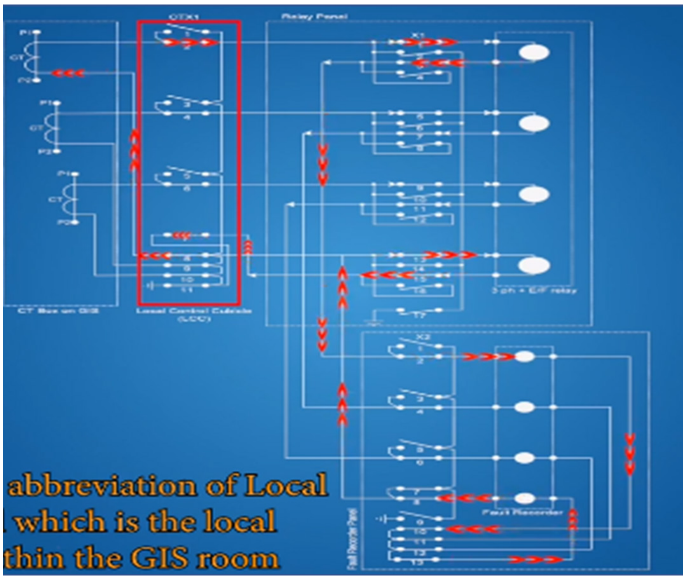
17-terminal blocks arrangement for:

- Single ratio CT's
- All Ct's wires are coming out to LCC panel
- Relay & Fault recorder are fed by the current
- CT's earthed in the LCC panel

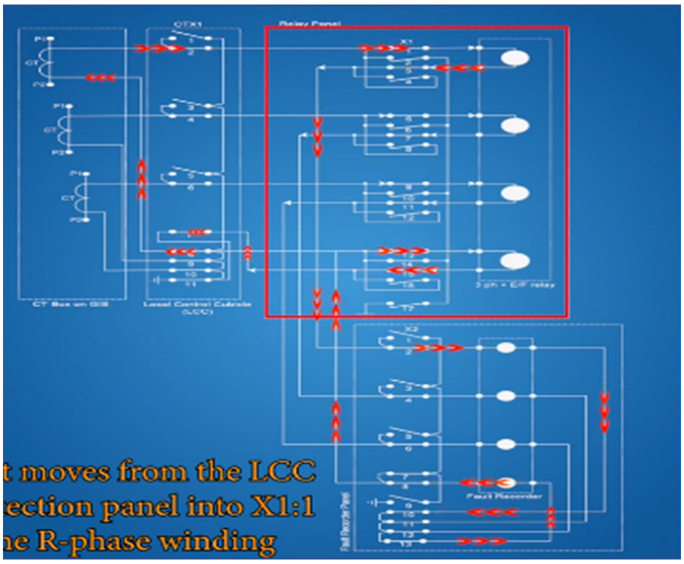
ونريد الآن أن نتتبع وراء مسار current كيف ينتقل من panel الى panel بشكل صحيح؟

نلاحظ أن التيار سوف ينتقل من 1S1 الى CTX2:1 والموجودة في داخل LCC panel و LCC هنا هي اختصار ل local control cubical والتي هي خلية التحكم المحلية في داخل GIS room

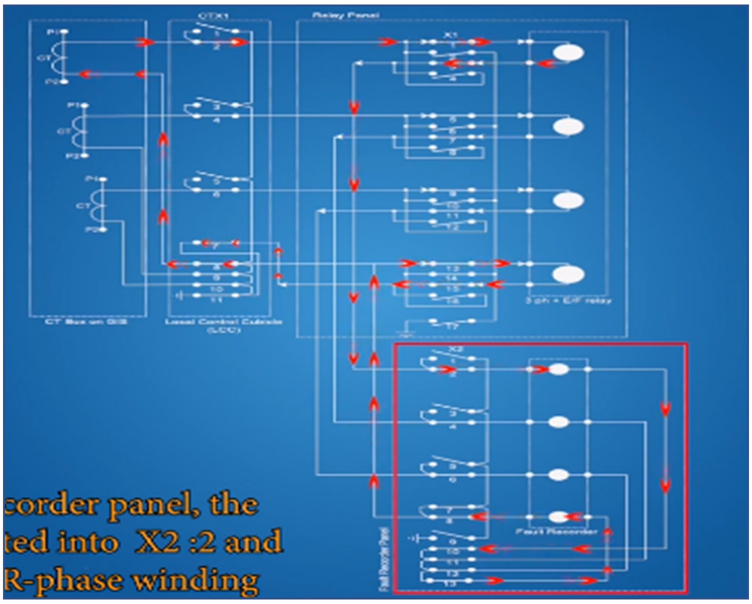




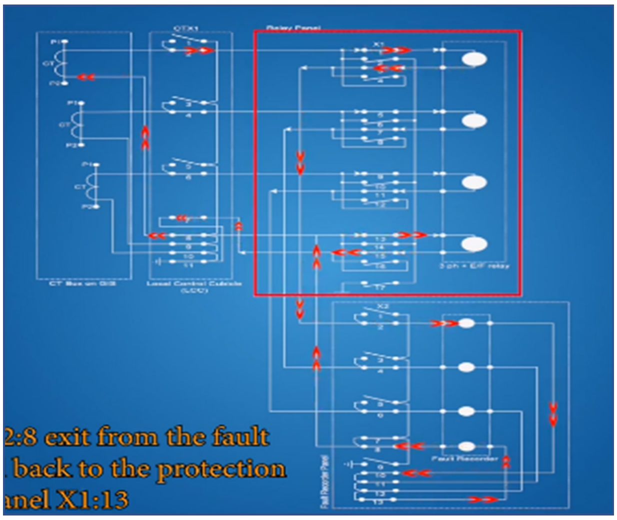
ومن ثم ينتقل التيار من خلال LCC panel الى protection panel الى داخل X1:1 ومن ثم الى R-phase winding



ومن ثم الرجوع الى X1:3 للانتقال إلى fault recorder panel.

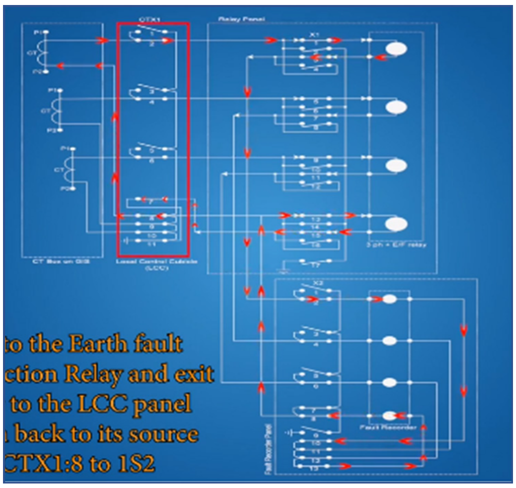


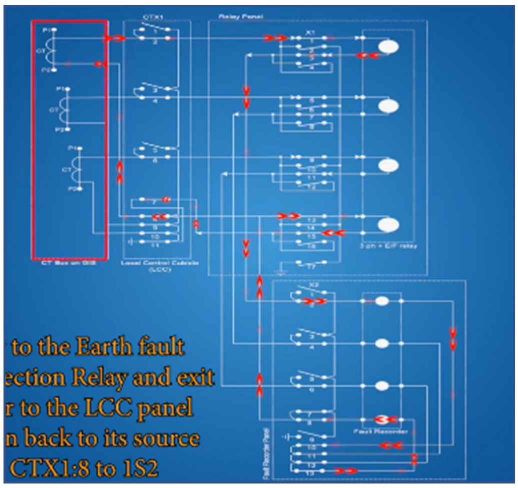
وفي داخل fault recorder panel يدخل التيار إلى X2:2 ومن ثم إلى fault recorder R-phase winding ومن ثم يخرج current من fault recorder winding إلى X2:10 ومن ثم الى X2:13 رجوعا إلى earth fault winding في داخل fault recorder خارجا من X2:8 .



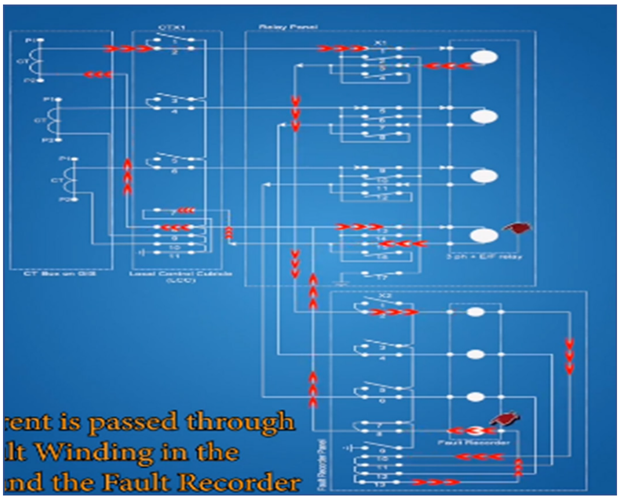
خروجا من fault recorder panel ورجوعا إلى protection panel X1:13 ومن ثم الدخول إلى earth fault winding الخاص بالـ protection relay وخروجها منه إلى X1:15

للرجوع LCC panel CTX1:7 ، ومن ثم الرجوع إلى مصدره من خلال CTX1:8 إلى 1S2 .





لاحظ أن CT loop اصبحت مغلقة حيث ينتقل التيار كالتالي :

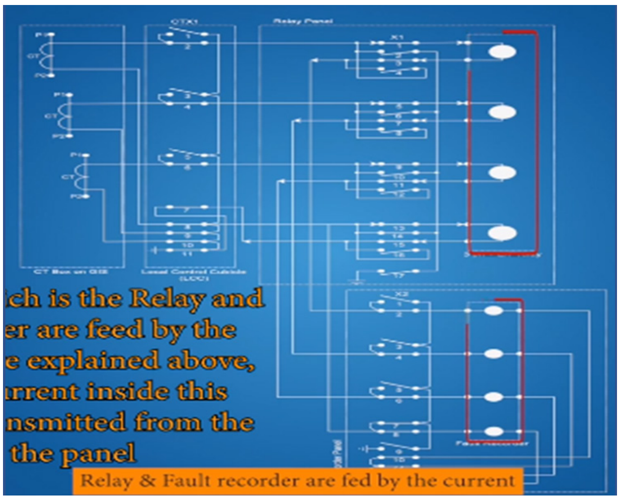


من داخل GIS ينتقل التيار من 1S1 الى CTX1:2 ، ومن ثم انتقل التيار من LCC الى protection panel الى X1:1,3 ، ومن ثم انتقل من protection panel الى fault recorder الى X2:2,10,13,8 ، ومن ثم رجع من fault recorder الى protection panel مرة أخرى في X1:13,15 ، ومن ثم من protection panel رجعت الى LCC في CTX1:7,8 ، ومن ثم من LCC رجعت مرة أخرى الى GIS الى 1S2

وما ينطبق على R-phase يجب أن ينطبق أيضا على yellow و blue phase.

لاحظ أن التيار مر earth fault winding في protection panel و fault recorder ، وذلك لأننا اعتبرنا أن قيمة التيار على Y,B-phase تساوي zero.

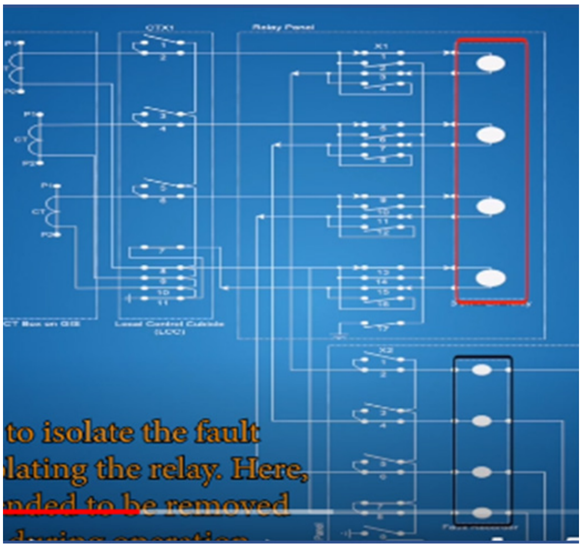
ولو كان التيار balance على 3-phase ، فيجب أن لا يمر أي تيار في earth fault winding ، ويجب التأكد من ذلك بحقن 3-phase balance value على red و yellow و blue phase ،



فمثلا نقوم بالحق على

- R-phase = 1A L0
- Y-phase =1A L240
- B-phase=1A L120

والتأكد أن التيار الما في earth fault = zero



ومن هذا الرسم ل CT connection يجب أن ندرك **أن لدينا أربع حالات :**

الحالة الأولى وهي تغذيةrelay و fault recorder ، وهي التي قمنا بشرحها آنفا، وكيف ينتقل التيار داخل هذا loop المغلق من panel to panel.

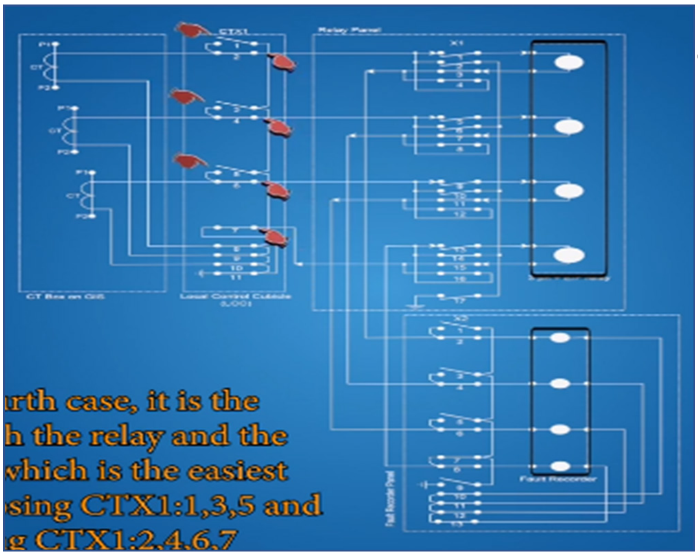
أما **الحالة الثانية** وهي عزل relay دون عزل fault recorder.

أما **الحالة الثالثة** وهي عزل fault recorder دون عزل relay ، هنا المقصود بالعزل هو إخراجه من الدائرة أثناء التشغيل.

أما **الحالة الرابعة** فهو عزل كلا relay و fault recorder

بالنسبة **للحالة الثانية** فهي عزل relay من الخدمة أي عمل bypass له مع الإبقاء على تغذية fault recorder فعندها نقوم بفتح أول ثلاثة TB's وإغلاق الرابع.

فمثلا كما هو ظاهر فإننا نقوم بفتح X1:1,2,3 وإغلاق X1:4 ونفس الشيء لبقية phases و ground فتكون حركة التيار كالتالي من 1S1 داخل GIS الى CTX1:2 داخل LCC ومن ثم الى X1:4 في داخل protection panel ومن ثم الى X2:2 داخل fault recorder ومن ثم الى X2:10 والرجوع من X1:13 ومن ثم الدخول مرة أخرى الى protection panel بانل من خلال X1:16 .
ومن ثم الى CCTX1:7 في LCC ومن ثم CTX1:8 ومن ثم الى 1S2.
ويكون loop مغلق كالتالي :
1S1 to CTX1:2 to X1:4 to X2:2 and X2:10 to X2:13 and then to X1:16 and to CTX1:7 to CTX1:8 and then finally back to 1S2.
ولاحظ ان loop بدأ بـ 1S1 وانتهى بـ 1S2 وهذا معناه انه عند عزل relay بقت الدائرة مغلقة دون حدوث أي فتح او اي مشاكل لها.



أما **الحالة الثالثة** فهي عزل fault recorder مع إبقاء التغذية على relay وتكون بإغلاق X2:1,3,5 ومن ثم فتح X2:2,4,6 ويكون مسار التيار كالتالي :

حيث يبدأ التيار كالعادة من 1S1 في داخل GIS إلى CTX1:2 ومن ثم إلى protection panel X1:1 ومن ثم إلى X1:3 ومن ثم ينتقل إلى fault recorder إلى X2:1 ومن ثم X2:7 ومن ثم يعود مرة اخرى إلى protection panel إلى X1:13 ومن ثم X1:15 رجوعا إلى CTX1:7 في داخل LCC ومن ثم إلى CTX1:8 ومن ثم بالنهايه الرجوع إلى 1S2 في داخل GIS لتصبح دائرة التيار مغلقة مرة اخرى.

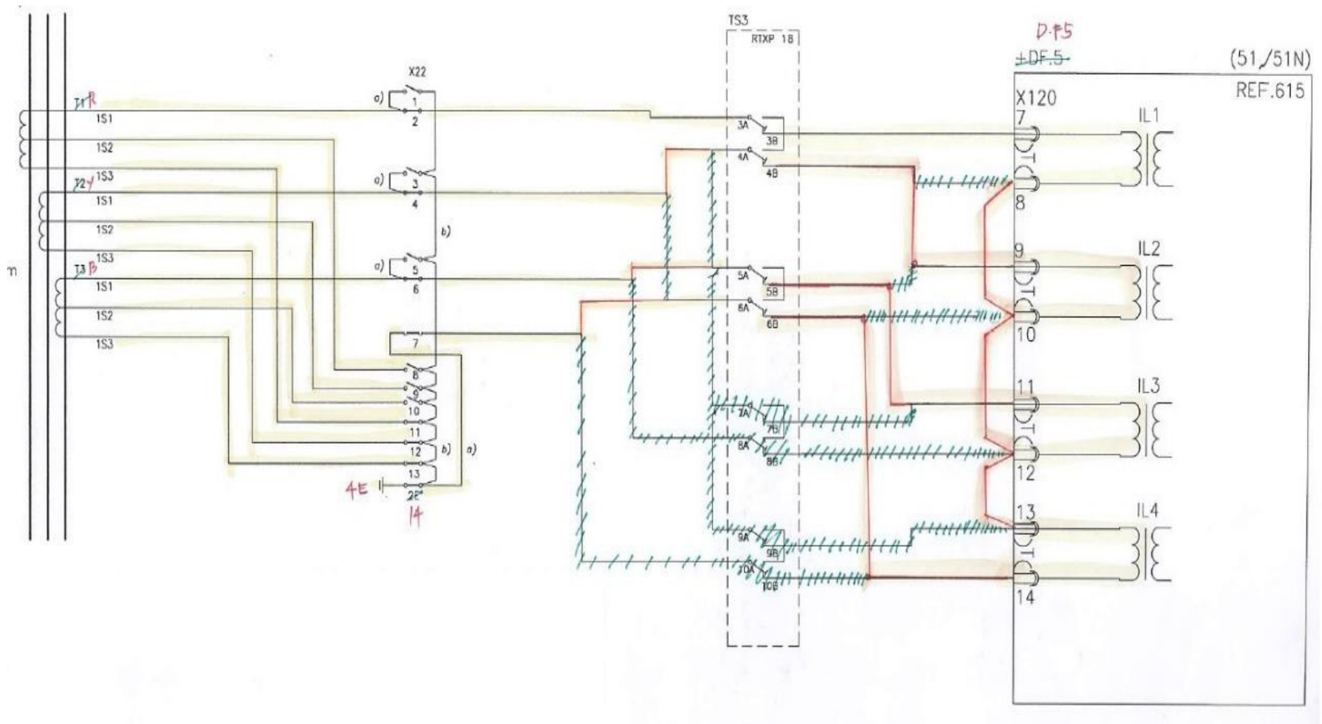
أما **الحالة الرابعة** فهي عزل كلا relay و fault recorder وهي أسهل الحالات .
وهي بغلق CTX1:1,3,5 ومن ثم فتح CTX1:2,4,6,7 ، فينتقل التيار من 1S1 في GIS إلى CTX1:1 ومن ثم يرجع إلى CTX1:8 رجوعا إلى مصدره مرة اخرى 1S2.

وهنا ملاحظة هامة جدا يجب التركيز عليها مرارا وتكرارا انsingle earthing point لكل CT's هي من خلال CTX1:11 وهي أقرب نقطة تأريض لل CT والتأكيد على أن X1:17 في داخل protection panel و X2:9 في داخل fault recorder مفتوحين حتى لا يحدث أكثر من نقطة تأريض.

وممكن أحد يسأل ما دام أنا فاتحهم دائما الذي هو X1:17 and X2:9 لماذا أضيفهم أصلا؟ ممكن ألغيهم و أوفر سعر TB مثلا ؟؟

نقول أنها facility موجودة قد تحتاجها يوما ما وليس بالضرورة أنك تستخدمها الآن وقد تحتاجها في المستقبل. ومما سبق كان لزاما على مهندس الحماية الـ protection engineer أن يقوم بتعديل عثرات التصميم وأن يتحمل أخطاء كل من سبقوه.

وعلى سيرة التعديل فإن مهندس الحماية يجب أن يقوم بحذف الخطأ باللون الأخضر و تعديله باللون الأحمر ، وهذا المخطط هو ما يسمى بRed markup drawings ، ويتم ارسالة الى المصممين لغاية انشاء أخر مخطط متوافق مع الواقع النهائي والذي يسمى ب As-Built drawings



3

الفصل الثالث

مرحلات زيادة التيار

Overcurrent

سوف نبدأ معكم في شرح فصل جديد من فصول الProtection وهو overcurrent وال earth fault ، و لكن بطريقه عمليه تلامس الواقع وبصوره ممتعه وشيقه فكونوا معنا .

ال Overcurrent relays هي أقدم وأشهر وأوسع أجهزة في الوقاية استخداما في المحطات ، و ذلك لأن أي عطل يحدث في الشبكة الكهربائة سوف ينتج عنه زيادة في التيار المقصود بزيادة التيار هو مرور تيار في المعدات المختلفة كالكابل أو المحول أو الموتور أو غيرها أكبر من قيمة rated current المصمم عندها هذه المعدات .



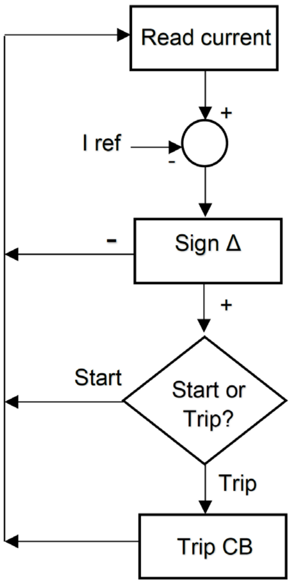
موتور



محول



كيبل



تعتمد فكرة عمل Overcurrent relays على مراقبة قيمة التيار المار في هذه المعدات بشكل مستمر ، فإذا زادت قيمه التيار المار في هذا المعدات عن قيمة معروفة مسبقا تسمى بقيمة الضبط Setting current ، فإن الريليه حينها يجب أن يتخذ الريليه قراره بإصدار Trip أو Start .

يجب أن نتحدث هنا عن أسباب زيادة التيار ، هل يجب أن نعتبر أن أي زيادة في التيار هو عطل يجب أن يفصل عنده Overcurrent relays ؟ ، بالطبع لا.

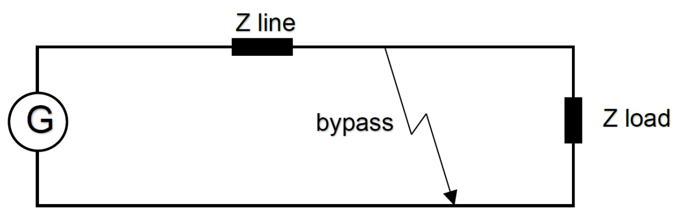
ومن هنا بدأ التحدي أمام هذه Relays . فكيف يمكن للRelay أن يميز بأن هذه ال 10 امبير هي عباره عن عطل يجب أن يفصل عندها ، وهذه ال 10 امبير هي زيادة طبيعية يجب أن لا يفصل عندها ، بل يجب على Relay أن يميز أيضا بأن هذه 0.1 أمبير هي عبارة عن عطل يجب أن يفصل عندها ، وهذه ال 10 امبير هي عبارة عن زيادة طبيعية, وهي ليست عطل أصلا !

حيث يشترط في هذه Overcurrent relays أن لا تعمل في الحالات التالية:

1. أثناء مرور Starting current ناتج عن بداية التشغيل .
2. زيادة التيار المسموح به Permissible current لتشغيل المعدة لزمن محدد .
3. أو أثناء Transient current والذي تتعرض له الشبكات بشكل لحظي .

ويجب أن تعمل Overcurrent relays في حالتين ، أثناء مرور Short circuit current في حالات العطل المختلفة ، أو أثناء مرور Overload المختلفة حيث يعتبر Overload زيادة في التيار أيضا عن الحد الطبيعي .

وليس هذا فحسب ، بل يجب على هذا Overcurrent relay أن يميز بين Overcurrent و Overload current ، وذلك لأن relay يجب أن يتخذ القرار المناسب في الحالة المناسبة . وحتى يستطيع ال relay التمييز بينهما ، يجب على المهندس أن يميز بينها قبل ال relay لأن ال relay ما هو الا Device فيه مجموعة من ال Process يقوم المهندس ببرمجته حتى يستطيع الrelay فهم الفرق بينهما .

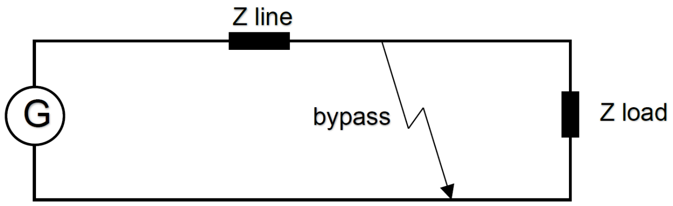


لذا يجب أن ندخل إلى العمق بشكل أكبر لنعلم ،

ما هي العوامل المؤثرة على زيادة التيار العطل؟

أو ممكن أن نسأل سؤال آخر لماذا يحدث زيادة التيار عند حدوث العطل؟

تزداد قيمه التيار عند حدوث العطل ، وذلك لأن حالة ال Short circuit قامت بإنشاء مسار جديد ، و ذو مقاومه قليلة فتم عمل bypass على load impedance ، والتي تعتبر كبيرة مقارنة ب Generator and line impedance .



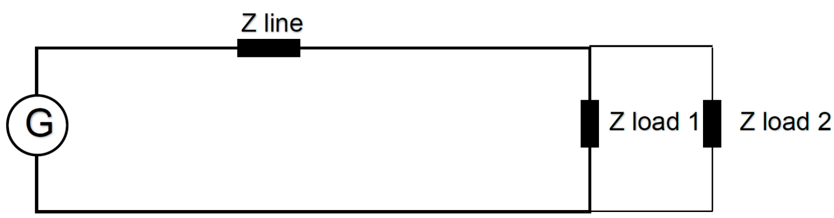
فأصبح أمام التيار مسارين المسار الأول هو مسار Short circuit والمسار الثاني هو مسار load impedance وكما هو معلوم من قانون أوم أن التيار الأعلى يمر في المقاومة الأقل .

ولكن قد يسال سائل كيف أصبح التيار كبير التيار قبل العطل كان يمر في load impedance وبعد العطل نفس التيار أصبح يمر في Short circuit , من أين جاءت الزيادة في التيار؟

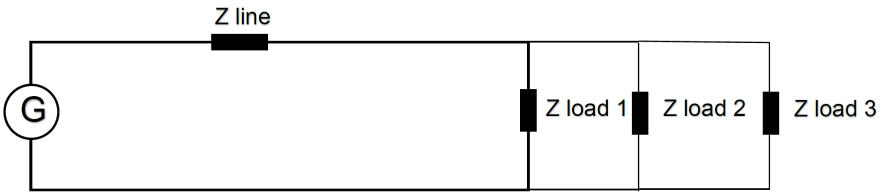
والجواب هنا أنه عند زوال قيمة load impedance لم يبقى التيار كما هو بل زادت قيمته ، وذلك لأن الجهد سوف يغذي مقاومات أقل ، و كلما قلت قيمة المقاومات تزداد قيمة التيار ، بالإضافة إلى أن كل تيارات الشبكة سوف تذهب لتغذي نقطة العطل ويمكن أن ننظر إلى ارتفاع قيمة التيار عند حدوث العطل من زاوية أخرى أو من فلسفة أخرى كما يلي :

فماذا يحدث لو قمنا بإضافة load impedance مشابه load impedance الموجود على التوازي ، حتى يحصل على نفس الجهد ، مع العلم أن إضافه أي أحمال يجب أن تكون على التوازي وأن ارتفاع الاحمال يعني انخفاض قيمة impedance ؟

في هذه الحالة سوف يقوم المولد بإنشاء تيار أكبر لتغذيه الأحمال التي تم إضافتها .



ارتفاع التيار هنا جاء بسبب انخفاض الممانعة المكافئة وكما هو معلوم بأن الممانعة المكافئة في حالة التوصيل على التوزاي ، تكون بقسمة أحد impedance المتشابهة على عدد الأحمال التي تم إضافتها فنلاحظ أنه كلما زدنا الأحمال سوف تقل قيمة equivalent impedance وبالتالي يرتفع التيار .



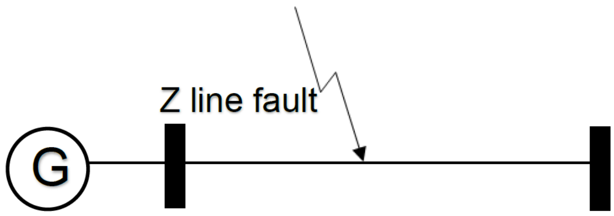
ولو قمنا بإضافة عدد لا نهائي من الأحمال فإن equivalent impedance سوف تكون بقسمة load impedance على مالانهاية وأي شيء يقسم على مالانهاية تكون قيمته صفر!



فإذا أصبحت قيمة equivalent impedance صفر، فإن قيمة التيار المسحوب من المولد سوف يكون I=V/0 ، و أي قيمة تقسم على صفر فهي لا نهائية ، وبالتالي فإن قيمة التيار هنا هو مالانهاية -طبعا مع إهمال قيمة مقاومة Generator و مقاومه الخط- وبالتالي فإن Short circuit هي محاكاة لإضافة عدد لانهائي من الأحمال على التوازي .

فإضافة أحمال لا نهائية أو حدوث Short circuit يمكن أن ينشأ عنه سحب تيار لانهائي من المولد نظريا ، وبالطبع فإن المولد لا يستطيع أن يغذي هذا الكم من التيار فتزداد سرعته إلى المالانهاية حتى يبقي على قيمة الجهد ثابته عند الحمل فيمكن أن يتدمر أو يخرج من الخدمة ، نحن نعلم عمليا أن الموضوع معقد أكثر من ذلك ، ولكننا نحاول أن نقرب الصورة حتى تفهم بشكل أفضل ،

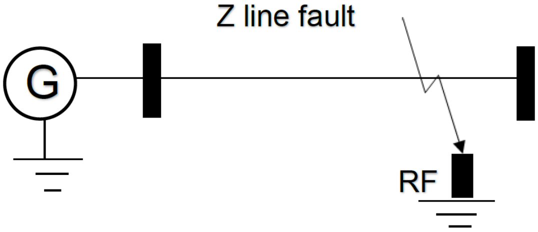
يجب أن نعلم بأن مكان حدوث العطل هو أول عامل من العوامل المؤثرة على قيمة تيار العطل ، وأصبح من المعلوم بأنه كلما ابتعد العطل عن مكان ال Relay كلما زادت المقاومة التي يراها ال Relay وبالتالي قل قيمه تيار العطل ، وكلما اقترب العطل من ال Relay كلما قلت المقاومة التي يراها ال Relay وكلما زادت قيمة تيار العطل ، وهذا يفسر السبب في صعوبة اكتشاف الأعطال البعيدة عن المصدر والتي تكون فيه قيمة تيار العطل طفيف لا

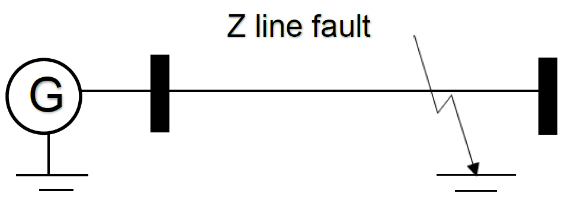


أما العامل الثاني من العوامل المؤثرة على قيمة تيار العطل هي قيمة مقاومة العطل Fault Resistance ويرمز لها برمز RF ، إذن :

- العامل الأول المؤثر على قيمة تيار العطل هو Fault Location
- العامل الثاني قيمة Fault Resistance

عندما يقع Over Head Line على الأرض ، ويحدث عطل أرضي فإن تيار العطل سوف يمر في المسافة من مكان الريليه إلى موضع العطل من خلال Z line fault ، ومن ثم سوف يمر تيار العطل في مقاومه أخرى تسمى مقاومة العطل Fault Resistance ، ويرمز لها برمز RF . وهذه المقاومة تتأثر ب نوعية التربة سواء أكانت طينية رملية صخرية أو غيرها كما تتأثر أيضا بوجود شرارة في موضع العطل من عدمه ، وبالتالي فتيار العطل إذا أخذنا في الاعتبار قيمة مقاومة العطل يصبح كالتالي IF=Vs/(ZLF+RF) ، وهذه المعادلة تفسر السبب في صعوبة اكتشاف الأعطال ذات المقاومة العالية أو High Impedance fault لكون الارتفاع في قيمة تيار العطل يكون طفيفا

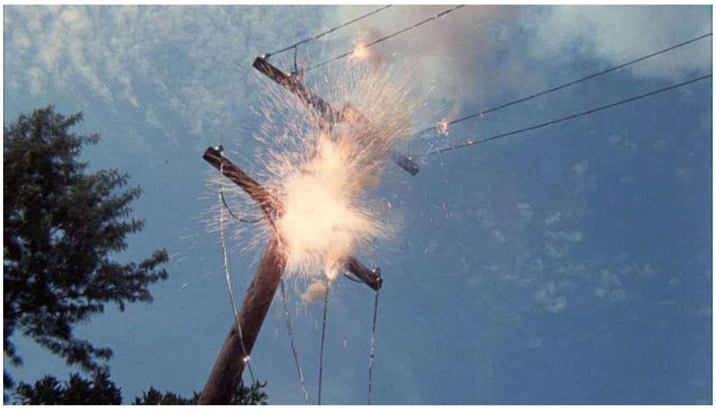




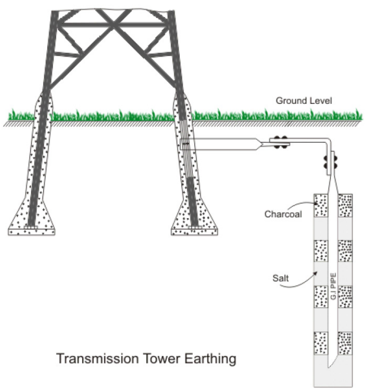
إذن نستنتج من العامل الأول والثاني أنه يصعب اكتشاف الأعطال البعيدة عن المصدر أوالأعطال التي تحدث من خلال مقاومة عالية .

وحدث أن سقط خط ضغط عالي في صحراء أحد الدول فبقي الخط يعمل حتى بعد سقوطه حيث لم يستطع الريليه تحسس قيمة تيار العطل الصغيرة جدا بسبب ال High Impedance fault

ف نتكلم عن الطرق الخاصة لاكتشاف هذه الأنواع من الأعطال والتي تتميز بارتفاع قليل جدا في تيار العطل لاحقا ، ولكن ما يجب أن نعلمه الآن أن مقاومة العطل RF تكون بسبب الشرارة الناتجة عن تيار العطل بالإضافة إلى مقاومة تأريض البرج .



أما المقاومة نتيجة تأريض الأبراج فتتراوح في مدى واسع ما بين قيمة أقل من 1 اوم وقيمة تتعدى مئات الأوم ، وأما مقاومة الشرارة فتحسب من خلال أحد هذه المعادلات التقريبية :



$$R_{arc} = \frac{8750}{I^{1.4}}$$

$$R_{arc} = \frac{350}{I}$$

$$R_{arc} = \frac{3000}{I^{1.3}}$$

وجميع هذه المعادلات تحسب قيمة مقاومة الشرارة لكل قدم طولي من طول الشرارة ، مع ملاحظة أنه كلما ارتفعت قيمة تيار العطل كلما كان تأثير Arc Resistance قليل ومحدود كما هو ظاهر من خلال هذه المعادلات ، وقد تختلف حساب هذه المقاومة من ريليه الى أخر , فيمكنك الرجوع الى مانيوال الريليه واستخدامه معادلاته الخاصة به .

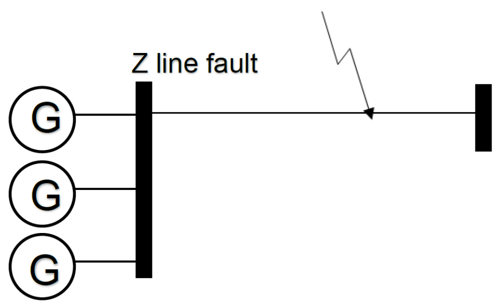
وأما العامل الثالث من العوامل المؤثرة على قيمة تيار العطل وهو قوة مصدر التغذية .

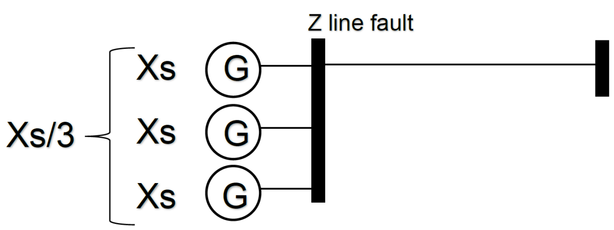
إذن :

- العامل الأول هو مكان العطل
- والعامل الثاني هو قيمة مقاومة العطل
- العامل الثالث قوة مصدر التغذية Strong source

ويعبر عن قوة مصدر التغذية بانخفاض قيمة ال Impedance لهذا الSource ، أي كلما كانت ال Impedance قليلة كلما كان هذا ال Source قوي وعنده قدرة على تغذية العطل.

فلو تخيلنا أن محطة تغذية بها ثلاث مولدات وأن هذه الثلاث مولدات في الخدمة وموصولة على التوازي فإن قيمة equivalent Reactance لهذه المولدات الثلاثة معا على التوازي هي Xs/3 ، وبالتالي فإن ال Total impedance من ال Source وحتى موضع العطل سوف تكون صغيرة ، وعليه فإن قيمة تيار العطل سوف تكون كبيرة ، و في هذه الحالة فإن المصدر يسمى Strong source .



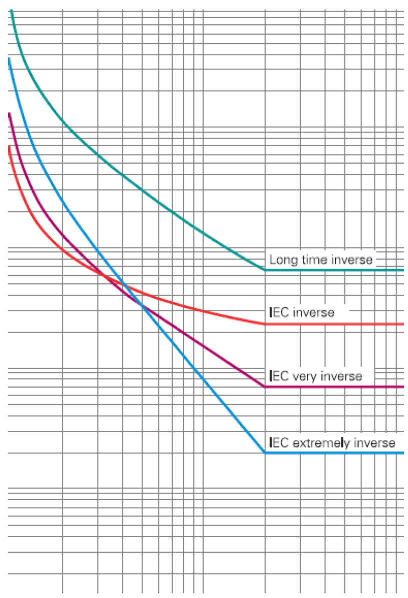


Classification of Overcurrent Relays

تصنف ال overcurrent بناء على الزمن الذي سوف تفصل عنده ، فإذا تحسس ال Relay العطل ، و فصل بشكل لحظي بعد زمن مقداره صفر نظريا فيسمى حينها Instantaneous over current،ويرمز له حسب ال IEEE او ANSI Device code كود بالرمز 50 أو يرمز له حسب ال IEC60617 بهذا الشكل I>> ، وقد يطلق عليه لفظ Stage 2 أو Stage 3 او Stage 4 أو قد يطلق عليه أيضا high setting overcurrent وهذا هو النوع الأول .

أما النوع الثاني يسمى delayed overcurrent بمعنى أنه يفصل عند زمن محدد ، ويرمز له حسب ال IEEE،أو ANSI Device code بالرمز 51 او يرمز له حسب ال IEC60617 بهذا الشكل I>، ويطلق عليه لفظ Stage 1 او low setting overcurrent .

عندما نقول انه يفصل عند زمن محدد بمعنى انه سوف يفصل بعد زمن تم تعيينه مسبقا . فمثلا يمكن أن نقول للRelay إذا تجاوز قيمة التيار تيار العطل 10 أمبير افصل بعد 4 ثواني وحينها يسمى هذا delayed overcurrent باسم definite time overcurrent relay ، وكلمة definite هنا تعني محدد وهذا يعني أن هذا overcurrent relay ذو زمن فصل محدد ، أو نقول لهذا ال delayed overcurrent أنه إذا تجاوزت قيمة التيار 10 أمبير افصل مستعينا ب inverse characteristic curve ، وهذا ال Curve هو عبارة عن علاقة عكسية بين تيار العطل وزمن فصل العطل بمعنى أنه كلما زادت قيمة تيار العطل كلما قل زمن فصل العطل ، في نفس الوقت كل ما قلت قيمة تيار العطل كلما زاد زمن فصل العطل وهذا يعطيه ميزة أنه لا يتاثر بالأعطال العابرة أو الtransient fault وال inverse characteristic curve والتي تعتمد على علاقة الزمن بالتيار هي المستخدمه في ال IDMT overcurrent relays وال IDMT هنا تعني الinverse definite minimum time ، ويوجد من هذه ال inverse characteristic curve أنواع عده سوف نتكلم عنها لاحقا ك normally inverse و ال very inverse و ال extremally inverse و ال long time و ال short time inverse وغيرها من الأنواع .



إذن الخلاصة أننا امام نوعين من Overcurrent Relay :

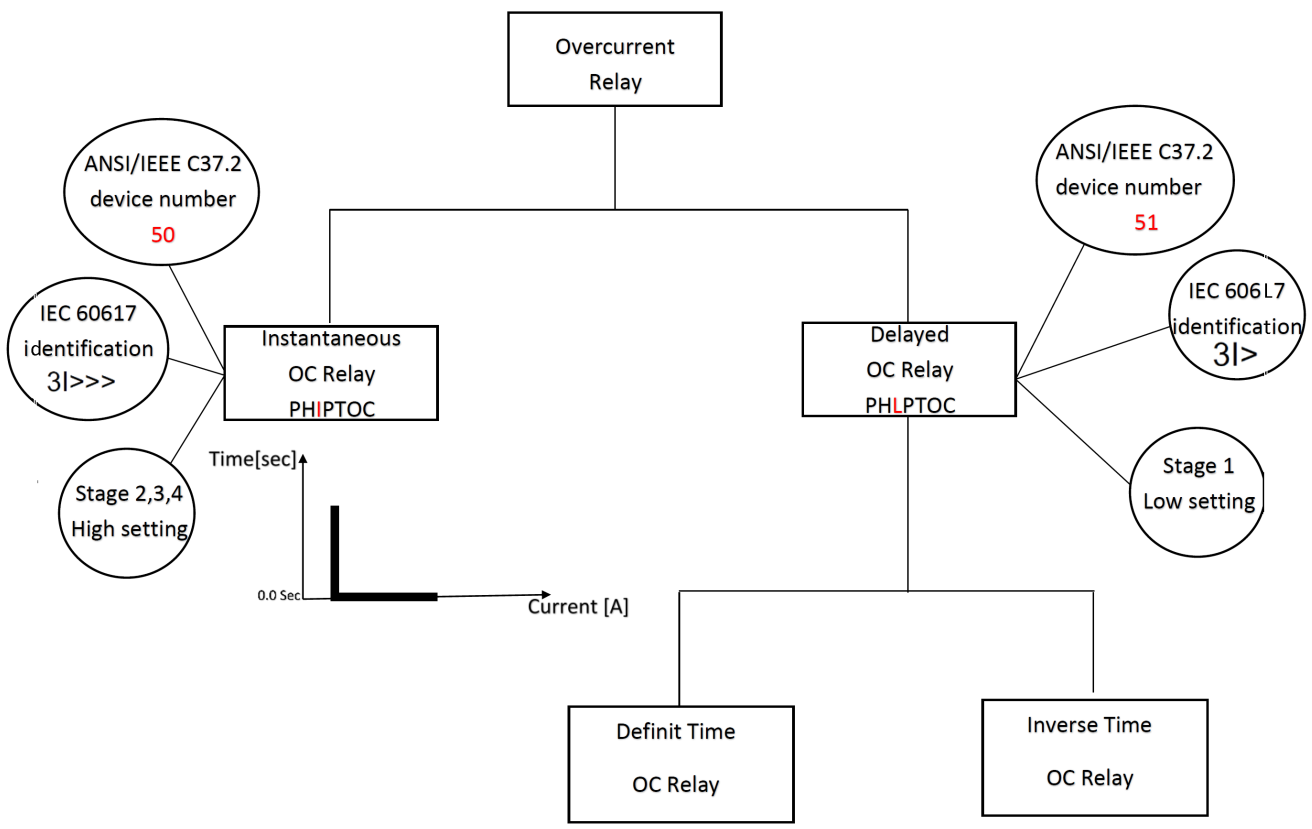
1. النوع الأول Instantaneous overcurrent relay

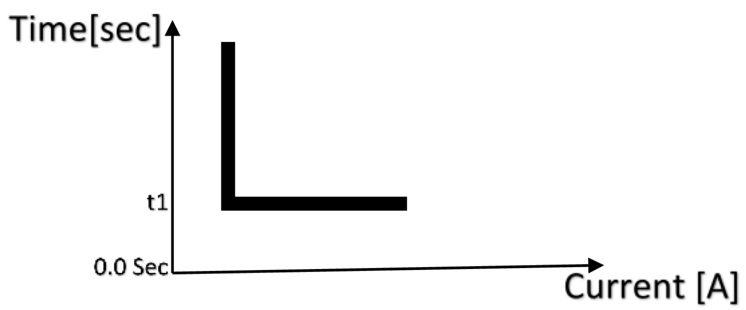
يعتمد فقط على قيمة ال Current و لا يعتمد على الزمن ، لذا يسمى ب ال Definite current relay .

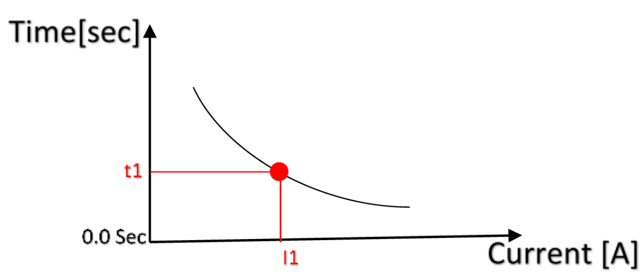
2. النوع الثاني ال Delayed overcurrent relay

يعتمد على الزمن وطريقة اعتماده على الزمن تنقسم إلى قسمين :

- Definite time overcurrent relay
- Inverse time overcurrent relay







الآن سوف نبدأ معكم بشرح ال Overcurrent relay بإسهاب وبالتفصيل ، وعلى نار هادية حتى يتسنى لنا فهم كل شيء .



سوف نبدأ بشرح ال

Instantaneous overcurrent

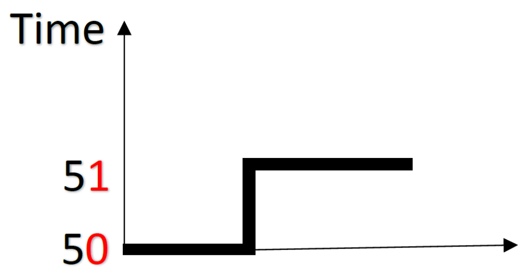
قلنا أنه إذا تحسس ال Relay العطل وكانت

ال function المستخدمة في داخل الRelay

أو ال Relay المستخدم هو Instantaneous overcurrent فإنه سوف يفصل بشكل لحظي أو بعد زمن مقداره صفر نظريا .

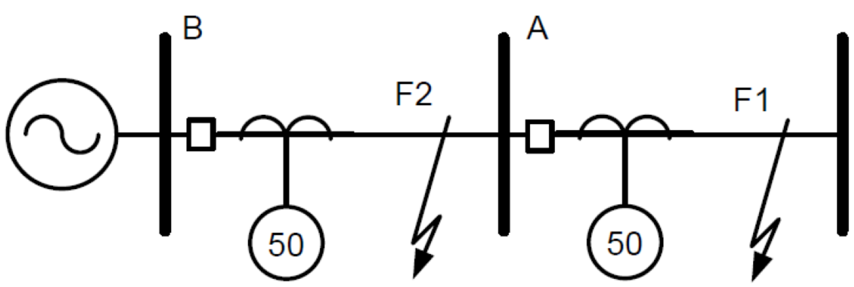
وذكرنا أنه يفصل بعد زمن مقداره صفر نظريا لأنه لا يوجد في الواقع العملي شيء يحدث خلال زمن مقداره صفر ، لأن الزمن لا يتوقف أبدا فالزمان ما هو إلا تحرك للمكان فالليل والنهار ينشئان من دوران الأرض حول نفسها فعندما نقول أن الزمن صفر بمعنى أن الكرة الأرضية توقفت عن الحركة ! وهذا شيء مستحيل عمليا فعندما نقول أن زمن الفصل صفر أو أنه لحظي فإننا نقصد أن زمن الفصل من 10-40 msec .

أحيانا يخلط المهندسين بين الرمزين ال50 و 51 أيهما لل Instantaneous overcurrent وأيهما لل delayed overcurrent فنقول لهم انظر إلى

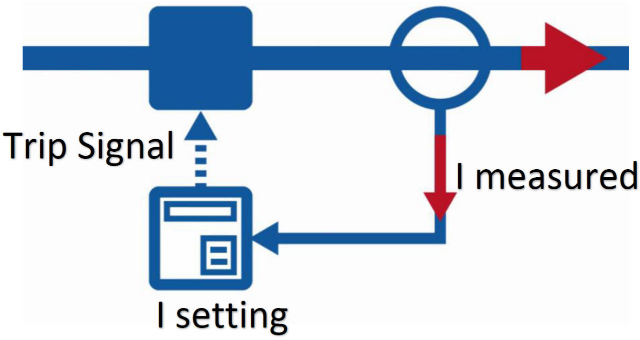


الرقم الذي بجانب الخمسة 0 و 1 واعتبرهم كأنهم digital number فال0 تدل على أن الزمن صفر و ال 1 تدل على أن هناك زمن ، فبالتالي ال 50 للفصل اللحظي و ال 51 للفصل ذو التأخير الزمني.

ال Instantaneous overcurrent مناسب لفصل الأعطال عالية التيار التي لا تتحمل أي انتظار ، لانه لو لم يستمر العطل لفترة وجيزة فإنه يجب فصله لخطورته ، ولكن يعيبها النوع بشكل أساسي صعوبة عمل

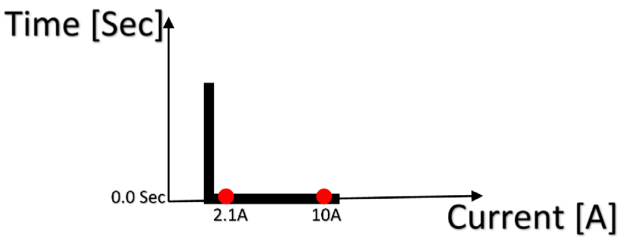


تنسيق زمني بين ال Relays المختلفه وخاصة إذا كان لدي خطين قصيرين الطول و متتاليان .



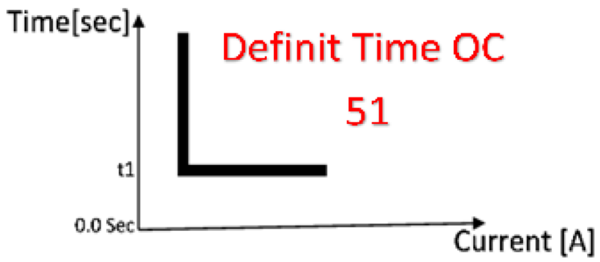
تعتمد فكرة عمل ال 50 على مراقبة التيار بشكل مستمر ، إذا زادت قيمة التيار عن قيمة الSetting الموضوعة فيه انه يرسل Trip Signal للCB الخاص به .

Instantaneous overcurrent لا يعتمد على مقدار الزيادة في التيار إنما يعتمد فقط على زيادة التيار عن قيمة معينة .



مثلا إذا كانت قيمة الSetting الموضوعة في داخل ال Relay Instantaneous هي 2 أمبير فإن وصول قيمة تيار العطل إلى 2.1 تستوي مع وصول قيمة تيار العطل إلى 10 امبير فالنتيجة سوف تكون نفسها .

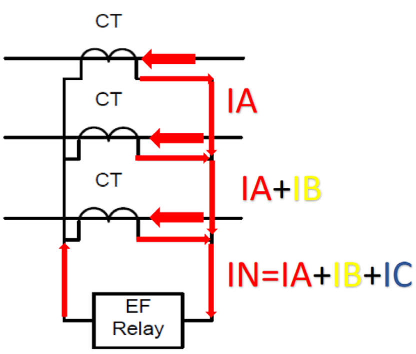
وعلى الرغم من أن ال Instantaneous overcurrent يفصل بشكل لحظي إلا أنك بإمكانك إضافة time delay له فيصبح definite time overcurrent إذن فنحن نستطيع أن نحول ال Relay من 50 إلى 51 من Instantaneous overcurrent إلى definite time overcurrent .



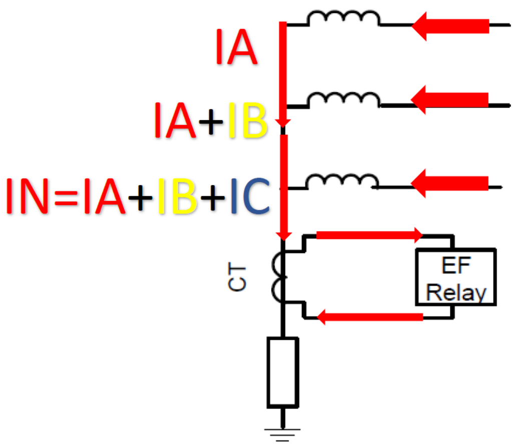
عندما يتم استخدام ال Instantaneous overcurrent للPhase fault أي ال phase fault او ال phase to phase fault فإنه يرمز له برمز 50P أما إذا تم استخدامه للأعطال الأرضية الEarth Fault فإنه يرمز له ب50G و 50N .

وفي أحد مقابلات العمل كان السؤال ما الفرق بين ال 50N و 50G ؟

ال **50N** و **50G** يستخدمان لاكتشاف الأعطال الأرضيه والذي يحدد ما هو نوع ال Relay او G هو طريقه قياس ال Earth Fault Residual Current

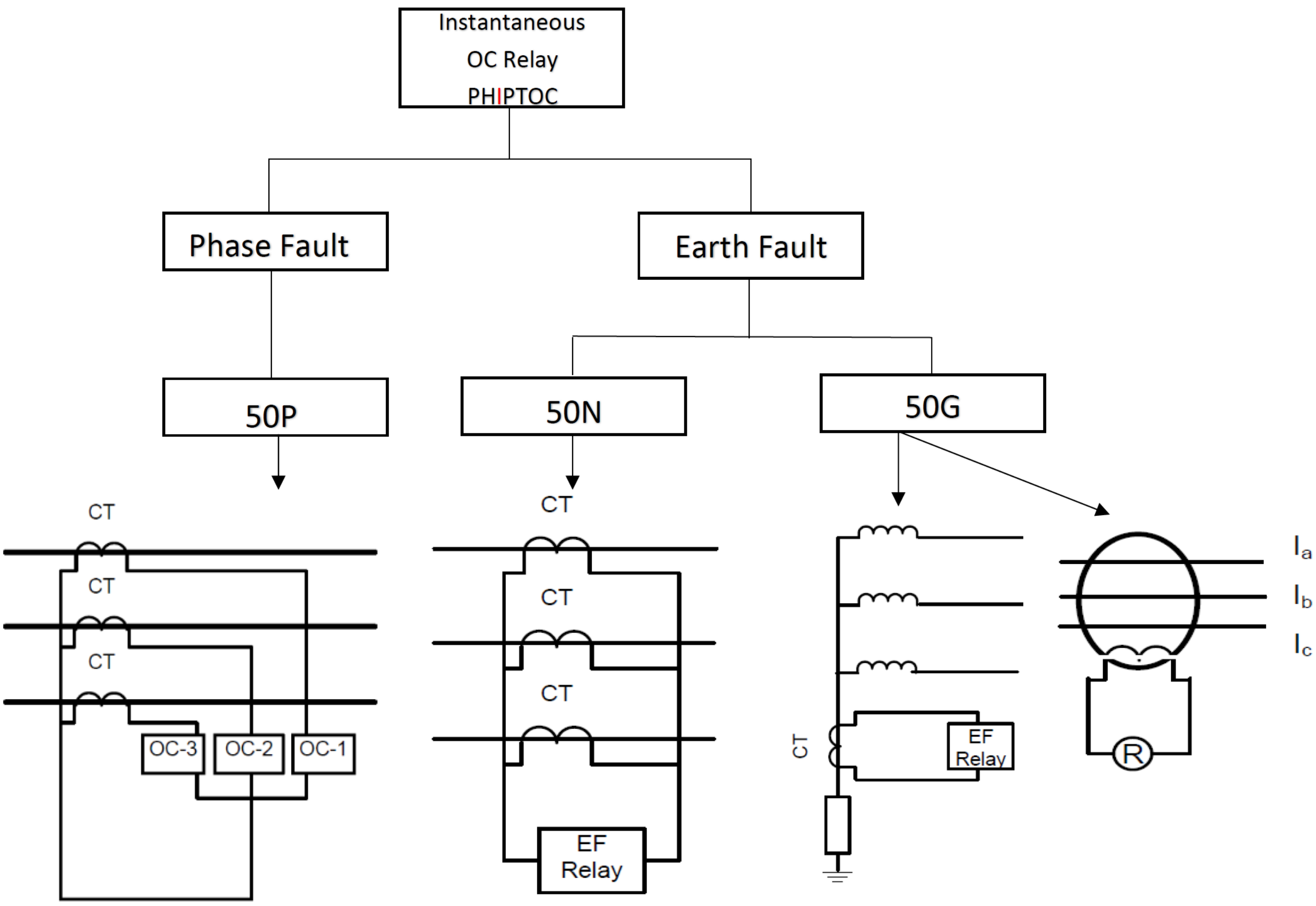


فإذا كانت قيمة ال Residual Current ناشئة من عملية حسابية IA+IB+IC أو ناشئة من عملية قياس ال residual Current الناشئ من 3CT's فيسمى حينها 50N .

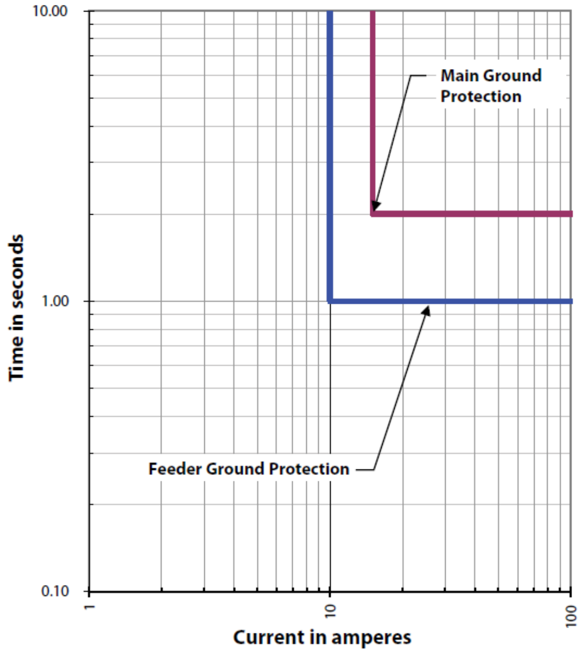


أما إذا كان قياس الCurrent بشكل مباشر من خلال One CT أو من Core balance CT فيسمى حينها . 50G

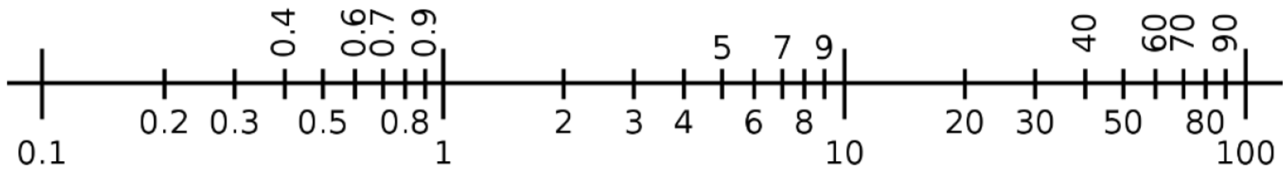
ونفس الكلام ينطبق على 51N و 51G إذن الذي يحدد أن هذا ال Instantaneous overcurrent هو 50 أو 50N او 50G هو طريقه توصيل CT الداخلة إليه هو ليس له أي علاقة هو جهاز Instantaneous مستقل، طريقة توصيل الCT هي التي تحدد وظيفته ، فإذا تم توصيل ال Instantaneous overcurrent relay من خلال الفيز CT فيسمى 50 واذا تم توصيل ال Instantaneous overcurrent relay من خلال Earth CT فيسمى 50N أو 50G .



شكل منحنى التيار مع الزمن لل Instantaneous overcurrent يشبه ال L بالانجليزية .



وعادة ما يتم استخدام المقياس اللوغاريتمي لتمثيل المنحنى الخاص ب overcurrent relay وذلك لقدرتها بالتعبير عن مدى واسع لبعض الكميات الفيزيائيه . Logarithmic scale





Muhammad ibn Musa al-Khwarizmi

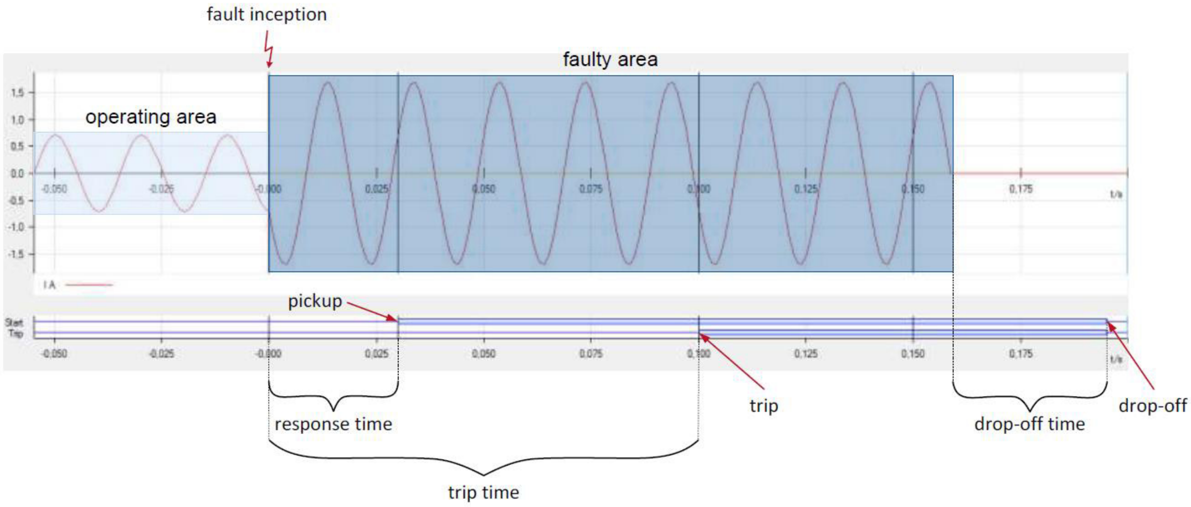
Born c. 780

Died c. 850

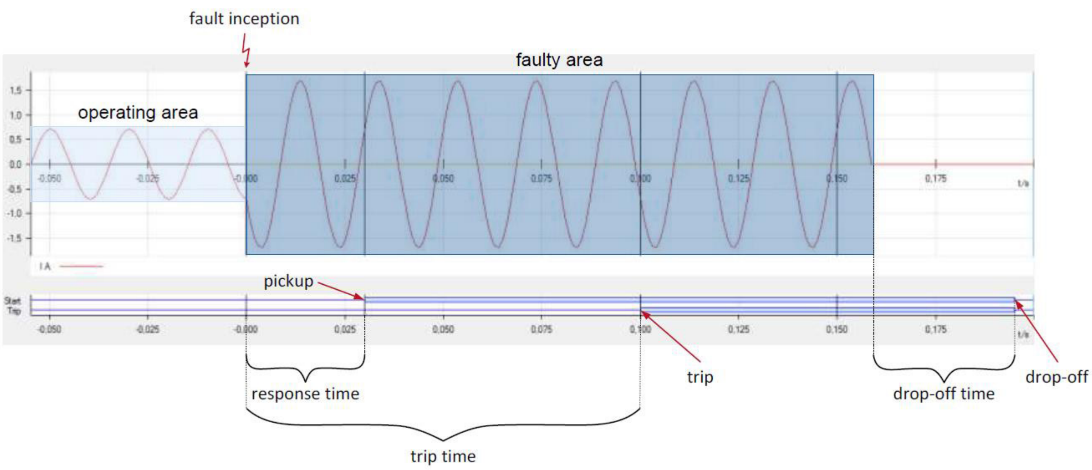
وعادة ما يستخدم نفس المقياس اللوغاريتمي لقياس قوة الزلزال أو شدة ارتفاع الصوت أو شدة الضوء أو غيرها لأنها تحتاج إلى مدى واسع للتعبير عنها .

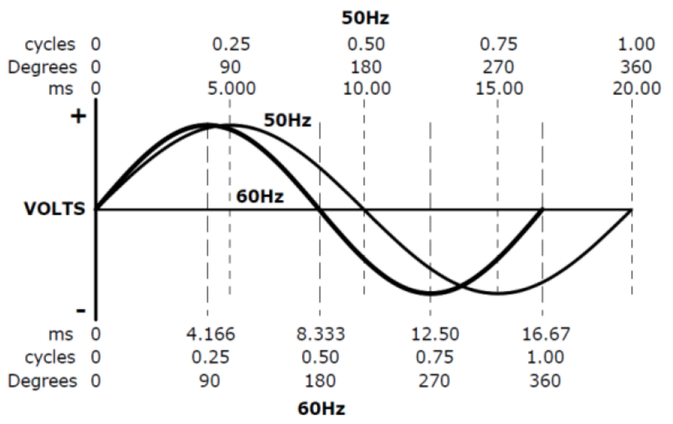
ولتأكيد المعلومات تابع معي تحليل هذا Fault Recorder والذي تم سحبه من ال Relay قبل حدوث العطل :

نلاحظ أن قيمة التيار كانت طبيعية من خلال مشاهدة هذا ال Sinusoidal وعند حدوث العطل في نقطة Fault inception ارتفعت قيمة تيار العطل ، وهذا ظاهر من خلال ارتفاع قيمة الAmplitude لهذه الSignal .



- لم يشعر الRelay بحدوث العطل إلا بعد One-Cycle تقريبا زمن ال Cycle يختلف حسب نوع لFrequncy المستخدم زمن الCycle الواحد في حال 600 هيرتز هو 60/1 ويساوي 16.66 msec وزمن الCycle الواحد في حال ال 50 هيرتز هو 50/1 ويساوي 20 msec ، فعندما أقول أن ال Frequncy تساوي 50 مثلا فهذا يعني أن المولد سوف يعطيني 50 لفة أو 50 Cycle في ثانية واحدة .

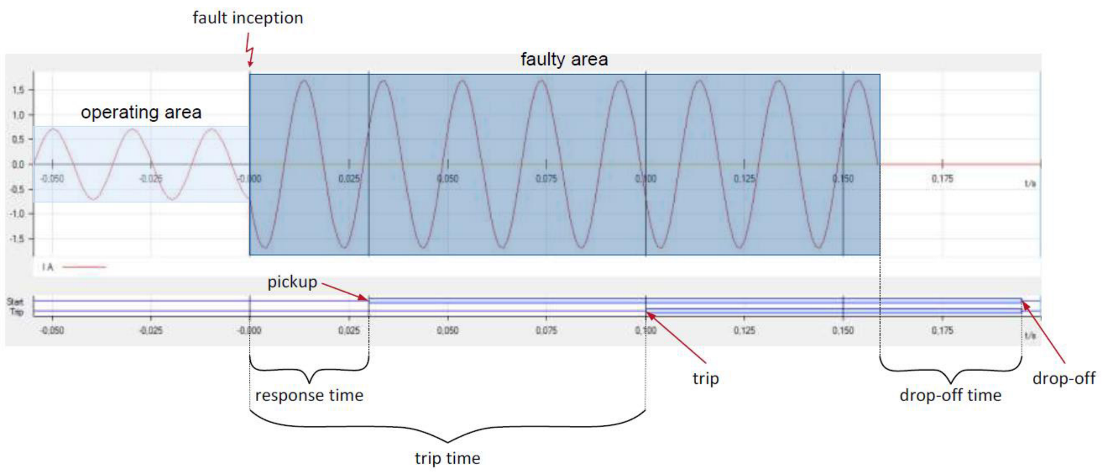




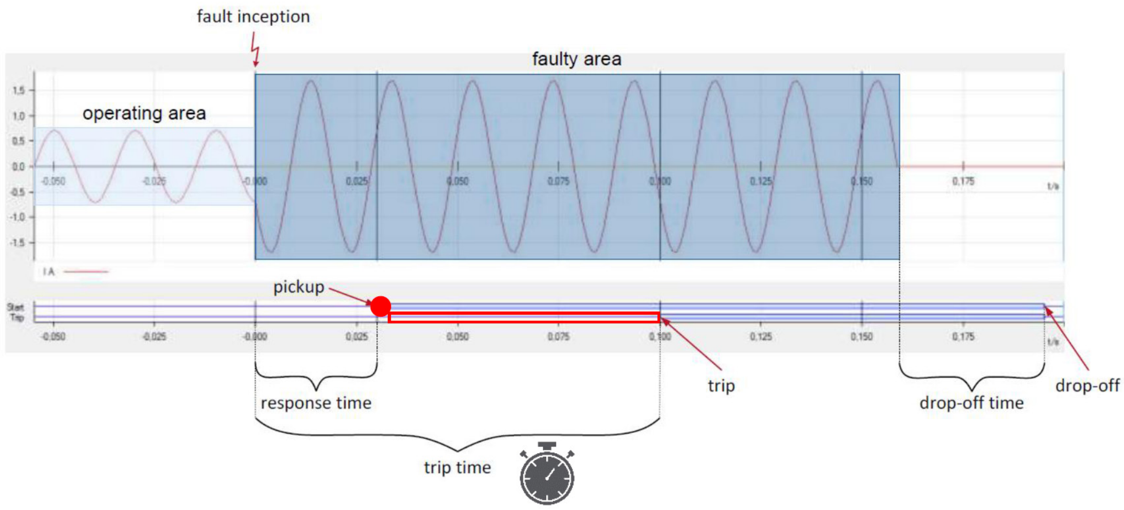
At 50Hz
Cycle time =1/50=0.02sec=20msec

At 60Hz
Cycle time =1/60=0.0166sec=16.6msec

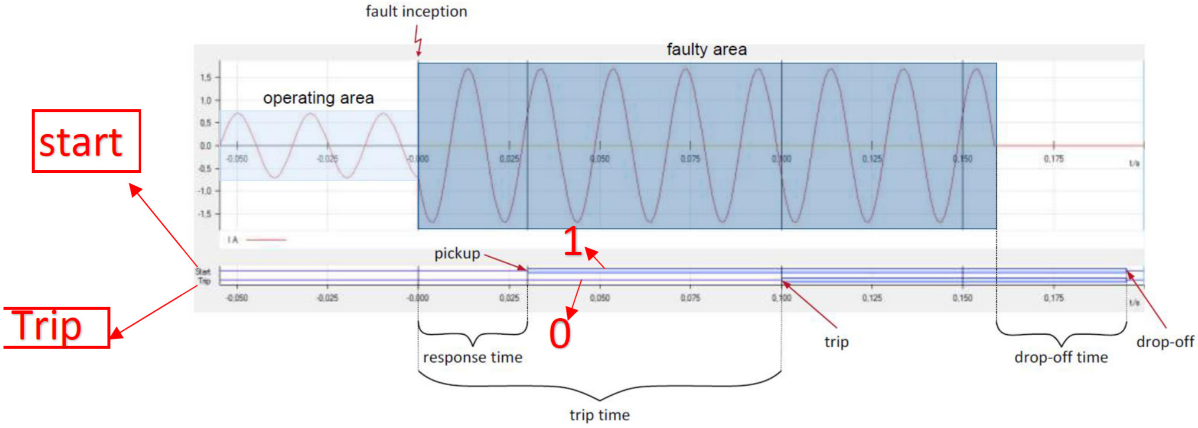
الزمن الذي يحتاجه ال Relay للاستجابه للعطل هو ما نسميه ب ال Response time أو ال Pickup time أو قد نسميه أيضا ال start time ، وعند هذه اللحظة سوف يرسل ال Relay alarm أو indication إلى ال Scada system لتسجيل هذه الإشارة وحتى ينتبه إليها المهندسون



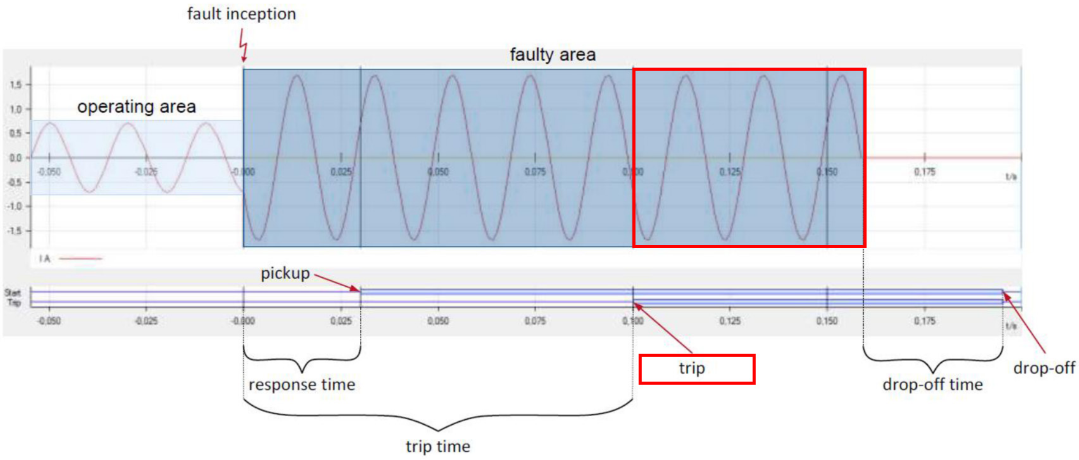
إن ال Pickup indication لن ترسل إشارة لفصل الCB الا اذا كان زمن الفصل هو صفر ، أما إذا كان هناك time delay لفصل ال CB فإن هذا ال timer سوف يبدأ بالعد التنازلي بمجرد ظهور إشارة ال Pickup



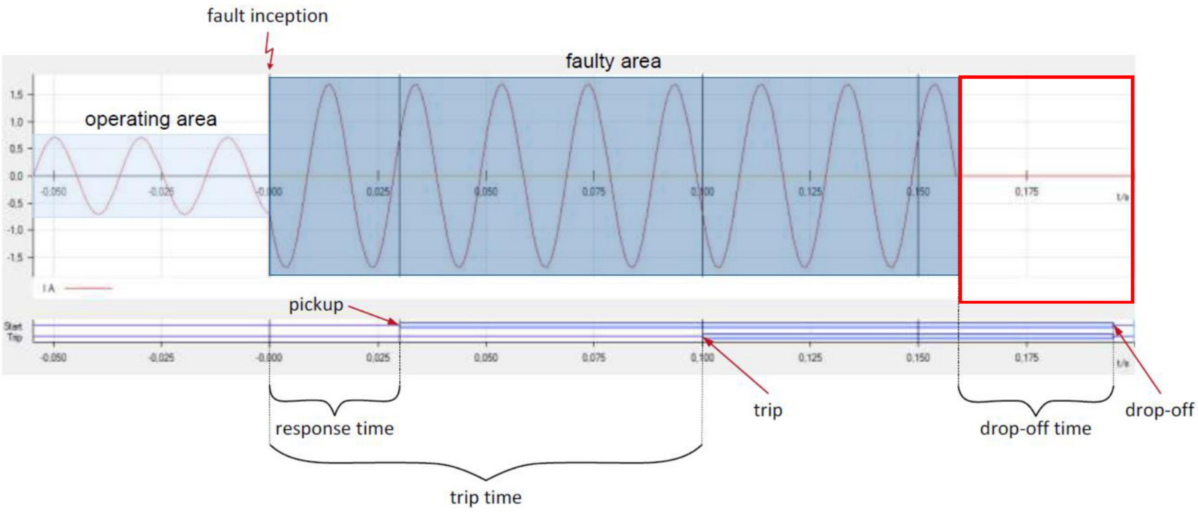
لاحظ معي هنا أن لل star signal تغيرت من 0 إلى 1 هنا ، ولاحظ أن ال trip signal ما زالت تعطي إشارة 0 وتنتظر انتهاء ال time delay حتى تصبح 1 .



وبمجرد حدوث ال trip فهذا لا يعني ان الCB سوف يفصل بشكل لحظي حيث لاحظ معي أن إشارة التيار بعد حدوث ال trip ما زالت مستمرة ، ووجود إشارة التيار لهو أكبر دليل أن الدائرة ما زالت مغلقة أي أن الCB closed .



وبعد أكثر من اثنين Cycle تقريبا نلاحظ اختفاء إشارة التيار وهذا دليل على أن الCB قد فتح أقطابه وهذه هي فترة استجابة الإشارة العطل القادمة لل overcurrent relay .



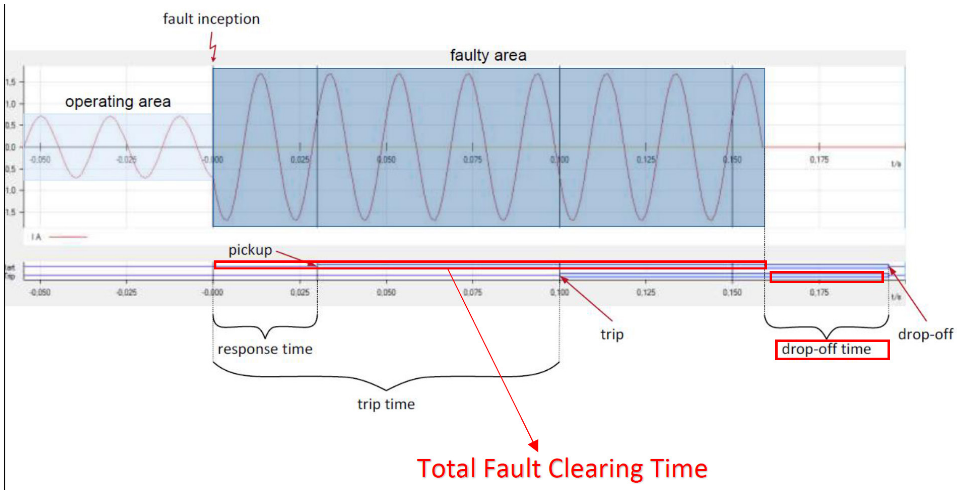
مع التأكيد أنه عندما يبدأ الCB بفتح أقطابه لعزل تيار العطل خلال ال CB operating time ستظهر شرارة بين أطراف القاطع المفتوحة ال open poles وهي أخطر ما يواجه عملية الفتح ويستغرق الCBوقتا يسمى ب الCB Arcing time لإخماد هذه الشرارة.

وهذه الشرارة يمكن أن تسبب مشاكل كثيرة كاشتعال الحرائق مثلا وإذا استمرت هذه الشرارة فإن التيار سوف يمر من خلال أقطاب ال CB وبالتالي يصبح القاطع وكأنه لا يزال مغلقا .

وهناك أنواع عديدة من الCB تتفق جميعا بسرعة إطفاء الشرارة التي تنشأ بين أقطاب ال CB عند فتحه ولكنها تختلف فيما بينها في الطريقة المستخدمة لهذه المهمة ك oil CB أو ال air CB أو ال vacuum CB أو حتى ال SF6 CB .



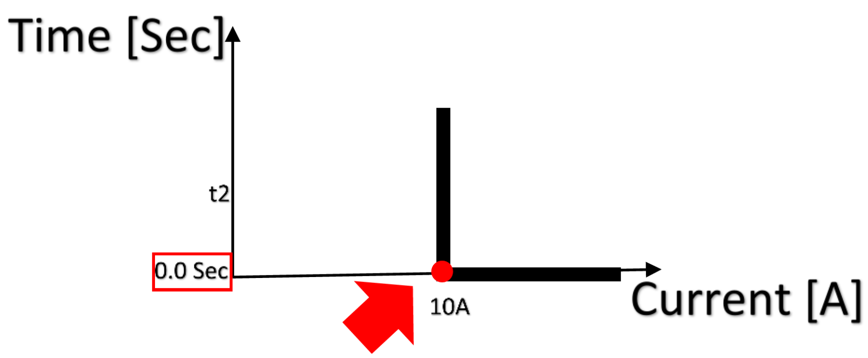

الآن دعونا نعود لتحليل هذا Fault Recorder مرة أخرى، لاحظ معي أن Trip contact الخارج من ال overcurrent relay ما زال مغلق والدليل أن Trip Signal هنا ما زالت 1 حتى بعد زوال قيمة التيار وهذا ما نسميه ب ال drop of time أو ال relay reset time حيث ال Relay يحتاج إلى وقت لزوال التيار والزمن الكلي لفصل العطل و هو ما يسمى ب ال Total fault clearing time ، ويشمل الزمن الذي يستغرقه الRelay ليأخذ قراره وحتى فتح أقطاب ال CB كاملة والزمن الذي يستغرقه ال Relay ليأخذ قراره بالطبع سوف يشمل ال Pickup time بالإضافة إلى Trip time .



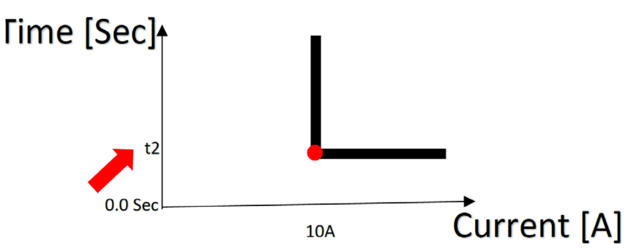
Understanding Time-current Coordination Curves

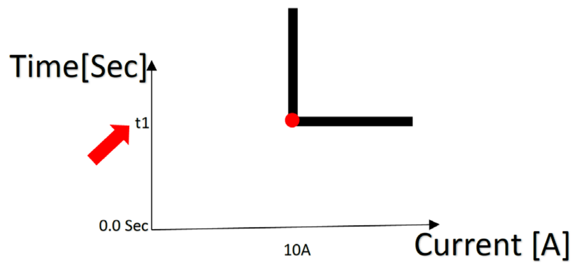
يطلق على Curve التيار مع الزمن المستخدم في Overcurrent Relay باسم ال Time Coordination Curve ويرمز له برمز TCC .

نلاحظ من هذا ال Curve أنه إذا تجاوزت قيمة التيار المقاسة قيمة Setting current وهي 10 A فإن ال Relay سوف يفصل بشكل لحظي .

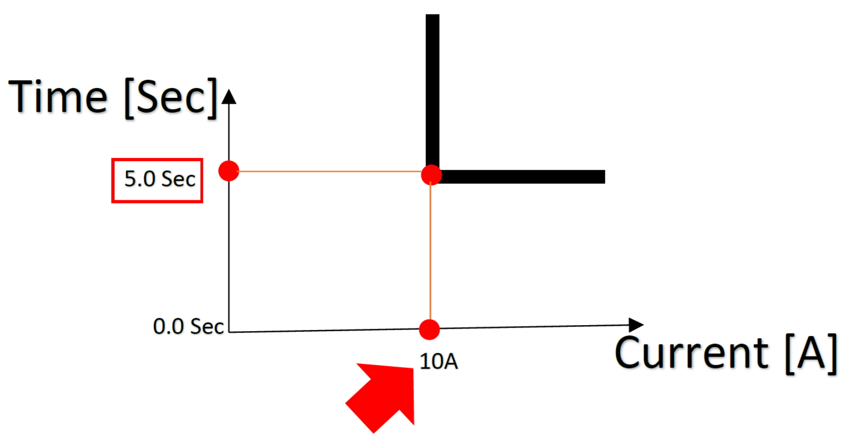


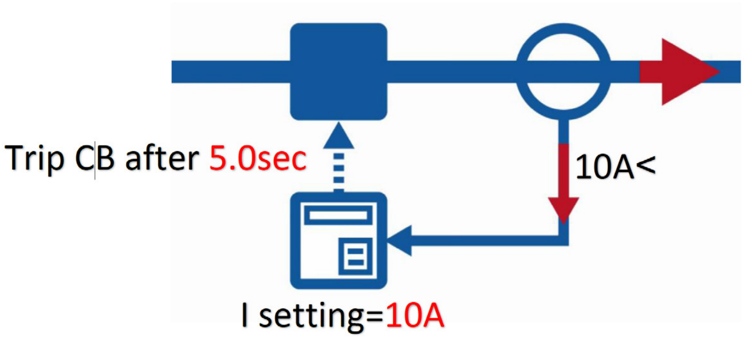
ونستطيع أن نتحكم بزمن الفصل من خلال ارتفاع أو انخفاض هذا ال Curve للأعلى أو للأسفل .



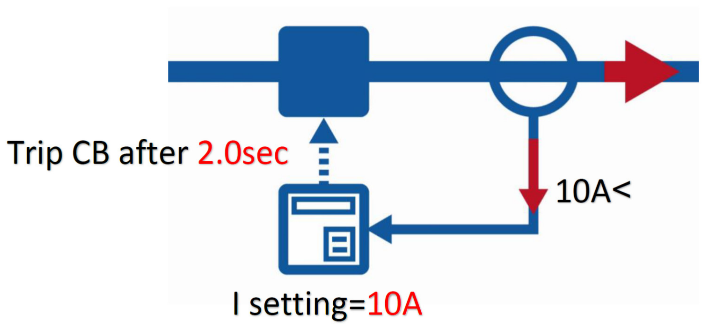


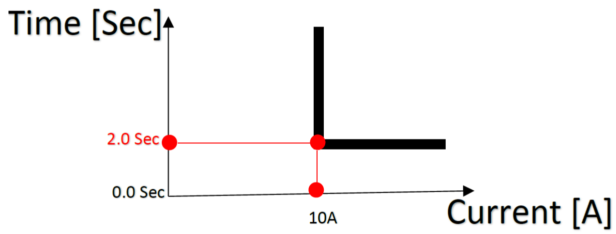
فإذا رفعنا هذا الCurve ليفصل عند 5 ثواني فإذا تجاوز قيمة تيار الFault أو التيار المقاس قيمة I-setting وهي ال 10 A ، فإن ال Relay يبدأ بالعد التنازلي الtimer في داخل ال Relay يبدأ بالعد فإذا انتهى عد ال 5 ثواني وما زال الFault باقي فإنه يعطي أمر الTrip أو قرار الTrip .



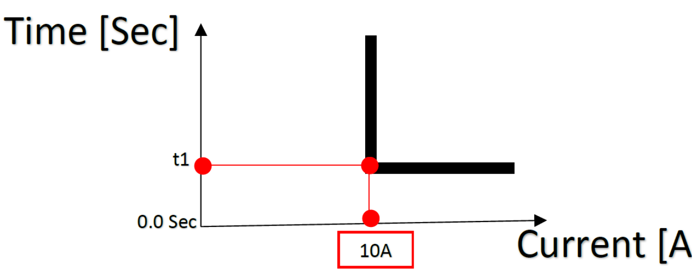


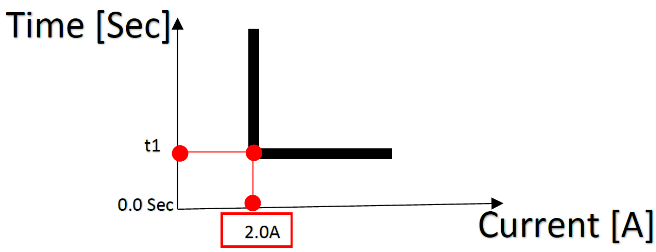
أما إذا أخفضنا ال Curve للأسفل ليفصل عند 2 sec فإن ال Relay سوف ينتظر 2 sec حتى يعطي أمر الTrip .



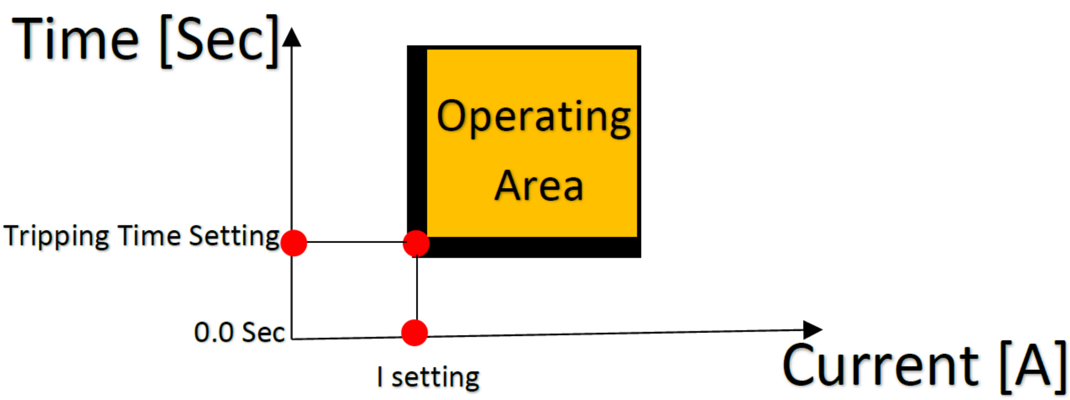


ونستطيع أن نتحكم بقيمة setting من خلال إزاحة الCurve لليمين أو لليسار .

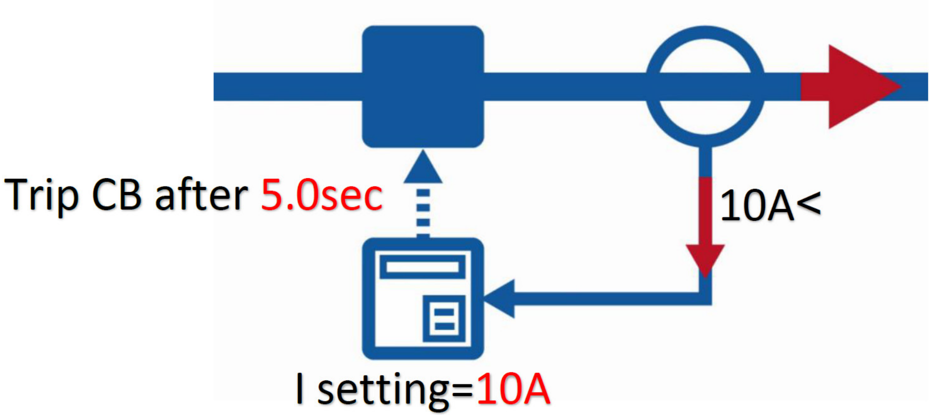




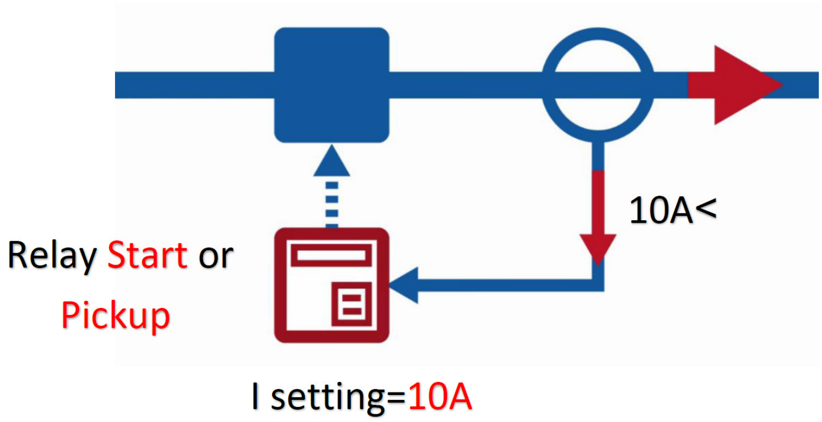
لذا فإننا نستطيع التحكم بالOperating Area الخاصة بهذا Overcurrent Relay من خلال التحكم بشيئين الأول قيمة current setting والثاني قيمة زمن الفصل



الآن دعونا نفترض أن قيمة ال set point current أو I setting هي 10 A وزمن الفصل لها هو 5A .



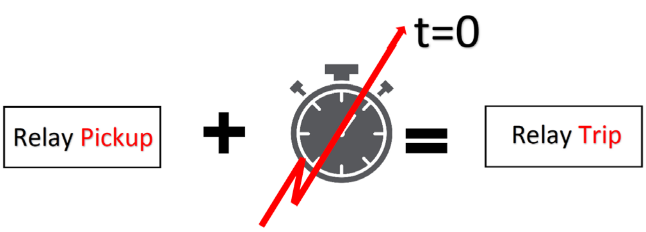
فإنه وبمجرد تجاوز قيمة التيار المقاسة قيمة I setting أو قيمة ال set point current فإن ال Relay سوف يعطي ما يسمى ب ال Pickup indication بمعنى أنه استيقظ ، استيقظ فقط ولكنه لم يعطي أمر الTrip لأنه سوف يعطي أمر الTrip للCB بعد انتهاء زمن ال 5 ثواني .

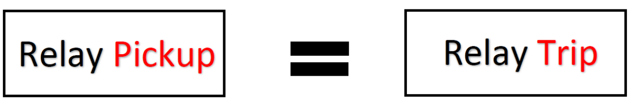


إذن نستنتج أن قرار الTrip هو عبارة عن
.Time Delay + Pickup



فإذا كانت قيمة الTime Delay تساوي صفر أو أن الفصل سوف يكون لحظي فإنه بمجرد حدوث الPickup سوف يحدث الTrip .

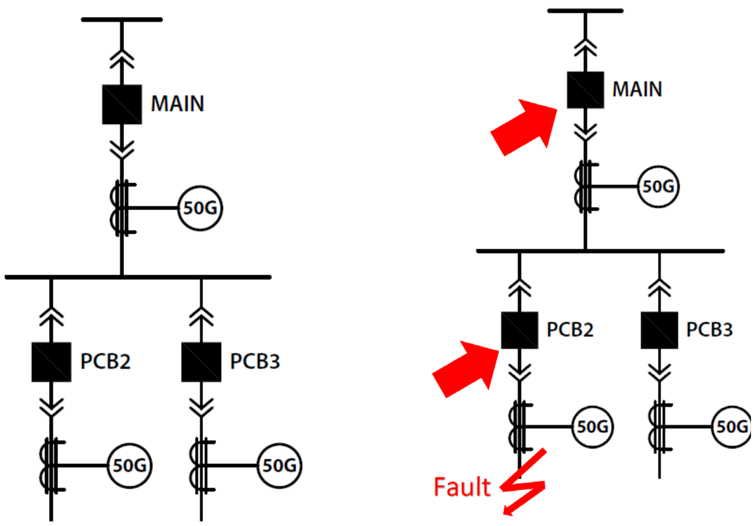




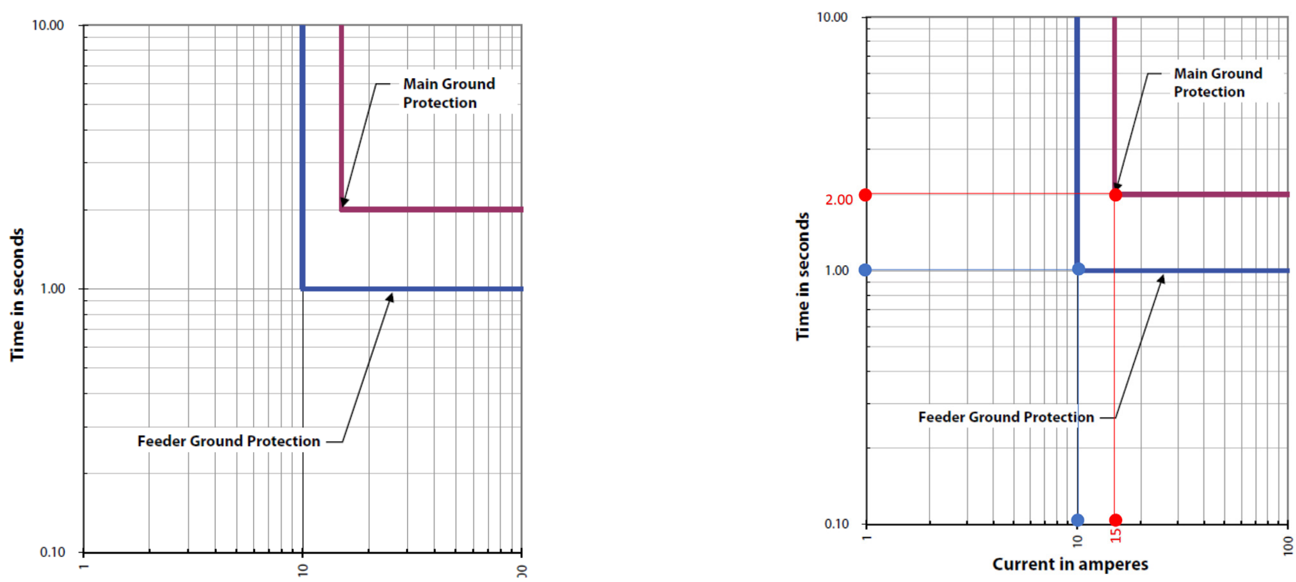
عادة ما يكون الSetting current الموضوعة على ال main CB أعلى أو أن زمن الفصل أطول من الSetting الموجودة على ال feeder protection .

وذلك لأنه لو حدث لدي Fault على هذا ال feeder كما في الصورة في المنتصف , فإنه من غير المنطق أن يفصل ال main CB قبل هذا ال feeder , لأنه سوف يلغي التغذية عن feeder الأخر بلا داع ، وإذا حدث ذلك نقول أن هناك mis coordination سوء تنسيق بين ال main CB و ال feeder CB .

فإذا حدث Fault على feeder فيجب أن يفصل فقط هذا ال feeder الذي حدث عليه ال Fault أما إذا فصل ال main CB فإنه سوف يلغى التغذية عن باقي ال feeders التي لم يحدث عليها Fault أصلا .



ولعمل تنسيق بين ال main CB و ال feeder CB تابع معي ، الآن إذا كان قيمة الSetting لل 10A على feeder CB فإننا نجعل قيمة الSetting للmain CB تكون 15A مثلا ، أما إذا كان زمن الفصل لل feeder هو 1 sec فإننا نجعل زمن الفصل لل main CB 2 sec .

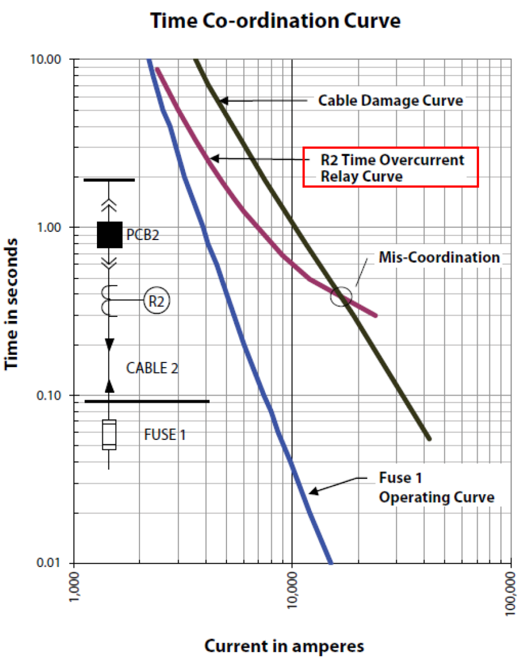


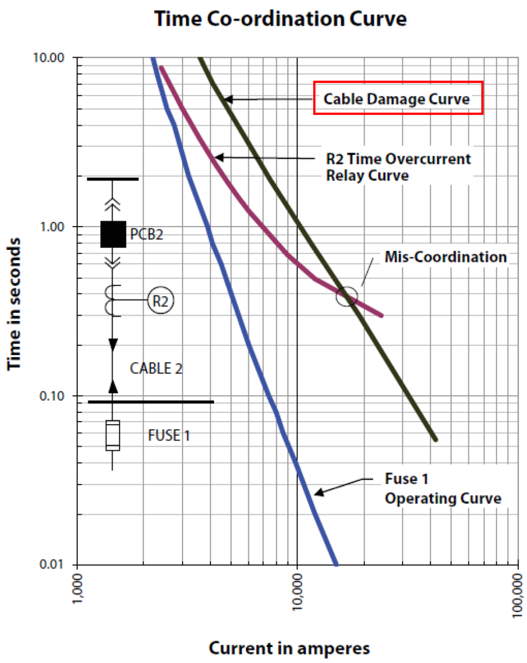
والسؤال القوي: على أي أساس قمنا بوضع ال Setting لل feeder CB هو 10A ؟



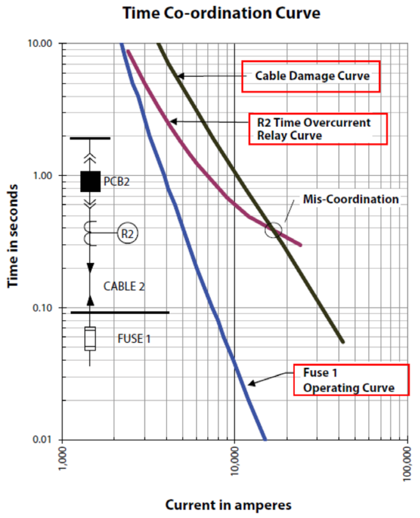
نقوم بالعادة بوضع Setting لأي feeder من خلال معرفتنا المسبقة بال Cable Damage Curve والتي تأتي إلينا من المصنع ، حيث يجب أن نقوم بعزل الFault قبل انهيار الكيبل أو احتراقه ، يعني ما الفائدة من عزل ال Fault بعد دمار الكيبل مثلا ، ما الفائدة من الحماية الموضوعة عليه ؟!

لذا لاختيار الSetting المناسبة لهذا ال feeder CB يجب أن يكون لدينا ال Cable Damage Curve والذي نقوم بإحضاره من المصنع .
ويجب أن نتأكد من أن Overcurrent Relay Curve المستخدم يجب أن لا يتقاطع مع ال Cable Damage Curve وأن يكون فوقه .



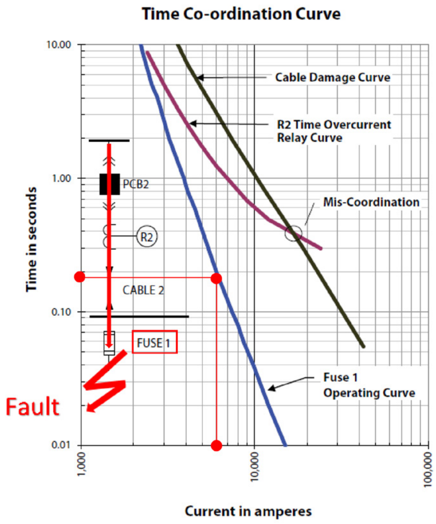


نلاحظ في الرسم التالي بأن الCurve الأسود هو ال Cable Damage Curve وال Curve **الأحمر** هو Over current Relay Curve أما ال Curve **الأزرق** فهو ال فيوز Operating Curve .

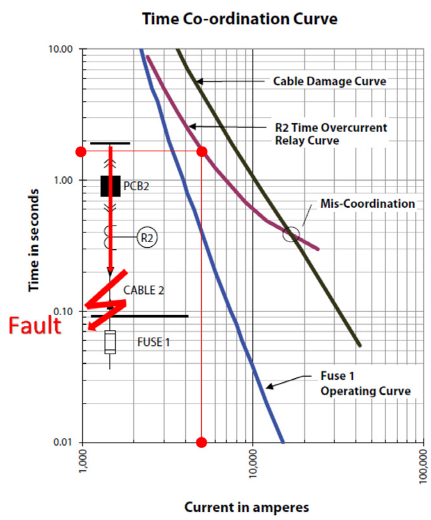


ومن هنا فلدينا 3 احتمالات للأعطال :

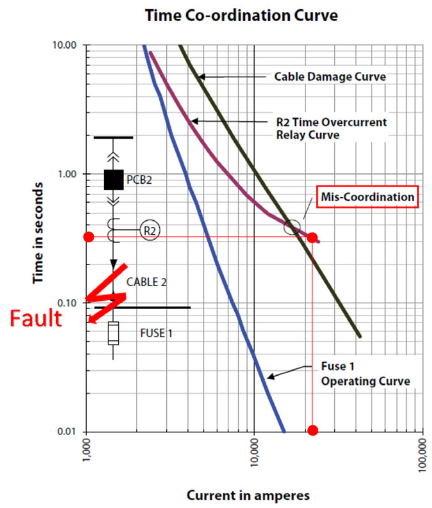
- الاحتمال الأول : أن يحدث الFault بعد Fuse و عندها سوف يمر التيار من خلال Fuse فيحرق Fuse وانتهى الموضوع .



- الاحتمال الثاني ان يحدث الFault على الكيبل ولكن بقيمة قبل التقاطع فيحدث ال Relay Trip قبل احتراق الكيبل وهذه الحالة هي حالة صحية وصحيحة 100% .



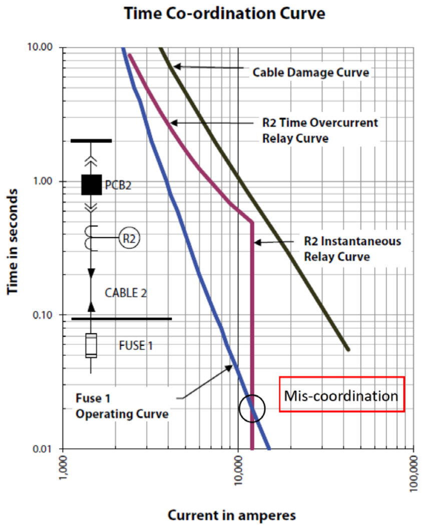
- ولكن الاحتمال الثالث وهو الاحتمال الأسوأ وهو أن يحدث Fault على الكيبل بقيمة تيار عالية تتجاوز نقطة التقاطع وعندها سوف يحترق الكيبل قبل عمل ال Relay وهذا خطير جدا ويسمى mis coordination .

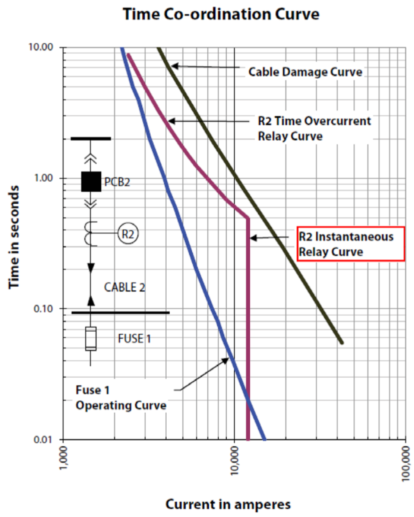


إذن ما الحل ؟

الحل هنا هو باستخدام Relay current Over Curve آخر و ب مختلفة يضمن لنا حماية كاملة للكيبل قبل احتراقه .

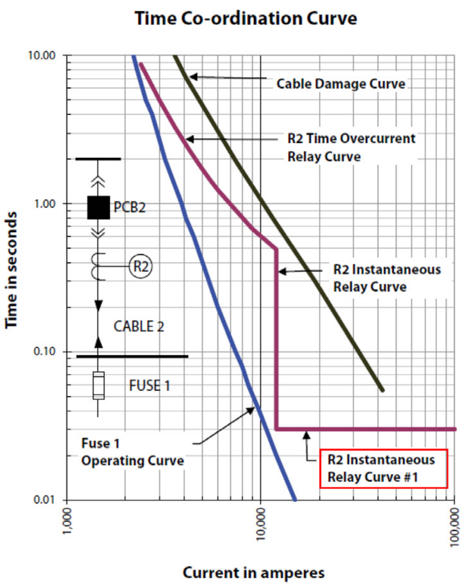
ولكن لاحظ أيضا أننا عندما قمنا بحل مشكلة سوء التنسيق مع الCable Damage Curve وقعنا في مشكلة سوء تنسيق آخر مع Fuse Curve Operating .

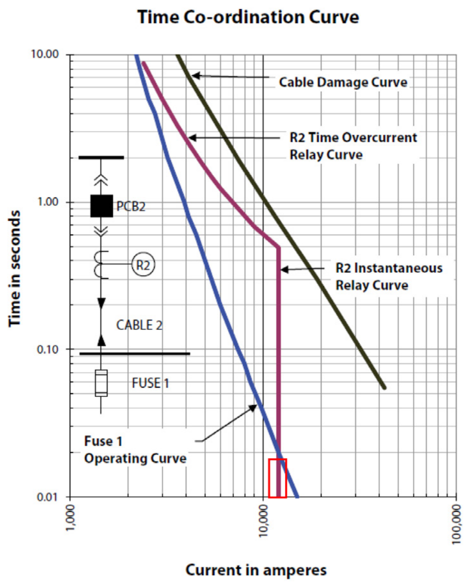




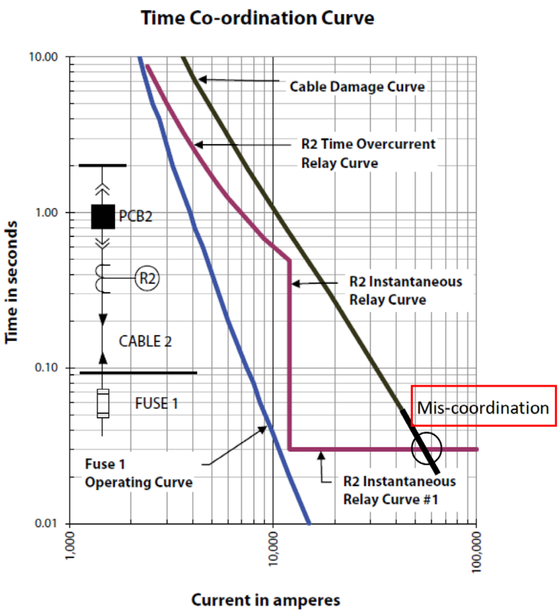
حيث نلاحظ هنا في هذه المنطقة أنه سوف يعمل ال Trip Relay قبل Fuse و هذا أيضا خاطئ وسوء تنسيق ، **إذن ما الحل ؟؟**

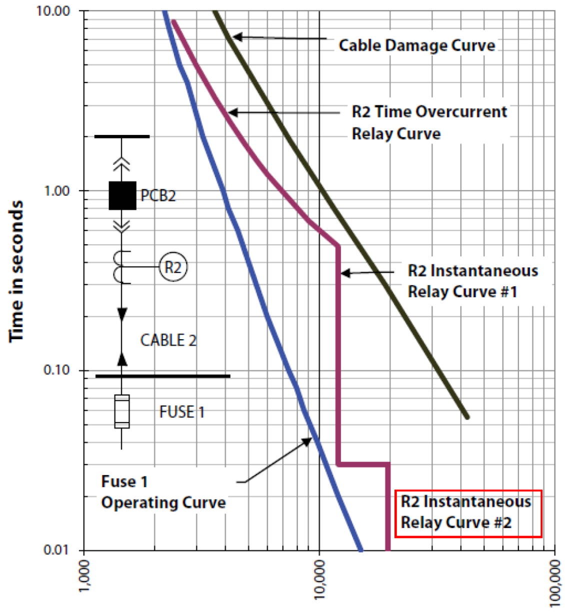
الحل هنا يكون برفع زمن فصل الRelay حتى لا يتقاطع Overcurrent Relay Curve مع Fuse Opertaing Curve.



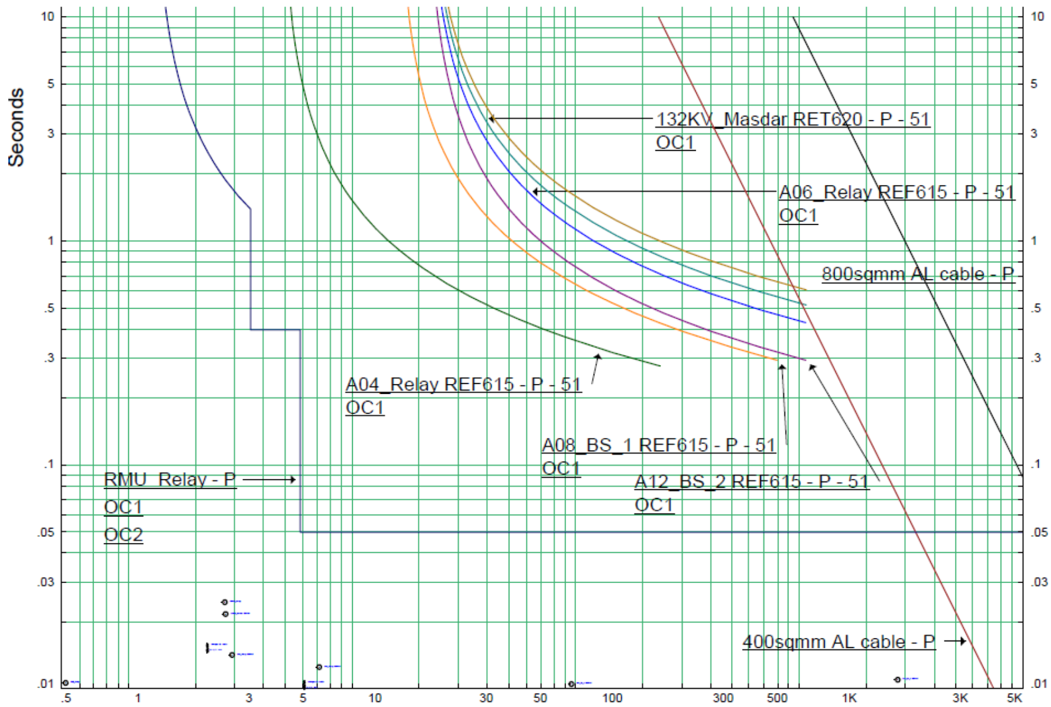


ولكن سوف ندخل في مشكلة ثالثة جديدة وهي أن Overcurrent Relay Curve رجع وتقاطع مع ال Cable Damage Curve مرة أخرى ! ، ولحل هذه المشكلة فإننا نضع stage جديدة بحيث نمنع هذا التقاطع مرة أخرى .





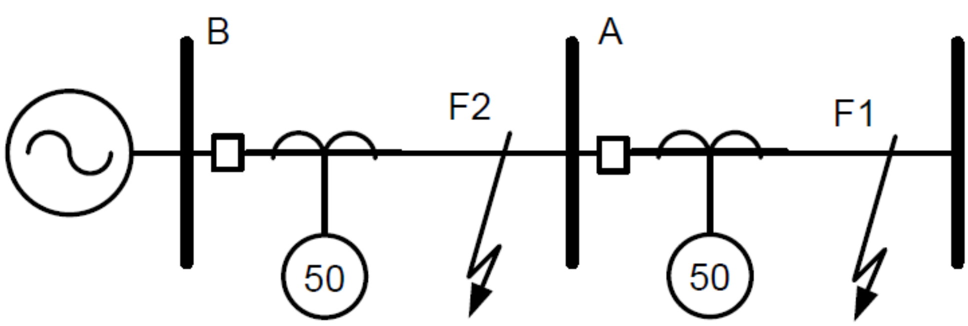
لو لاحظنا معا بأننا نقوم بعمل تنسيق بين Fuse و OvercurrentRelay وال Cable Damage Curve ، وهذا التنسيق ل simple circuit واحتاج منا تركيز كبير جدا ، حيث في بعض الحالات عندما تكون ال Circuit معقدة شيئا ما سوف يحدث هناك تقاطع لا محالة ولا مفر منه بين ال Curves المختلف . ولو اجتمع كل المهندسين أنهم يجعلو هذه المنحنيات ما تتقاطع لن يستطيعوا إذن ما الحل ؟

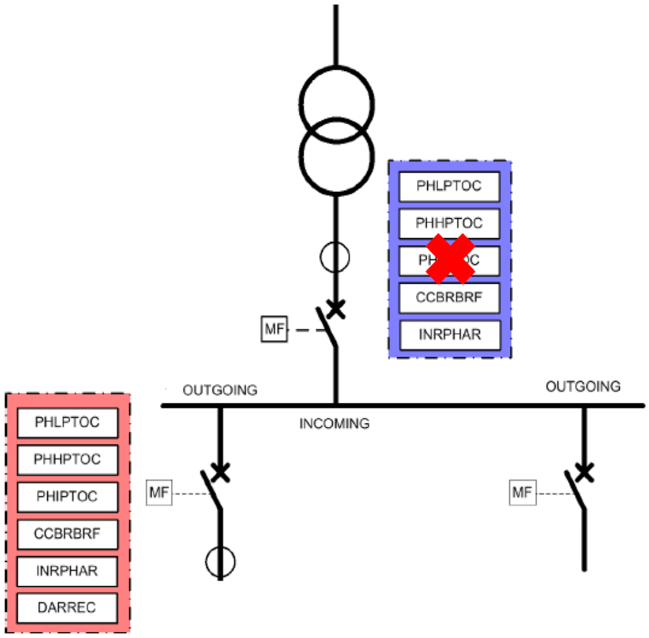


الحل هنا هو أننا نقوم بعمل حسابات ال short circuit ونقوم بحساب الMaximum Fault current ، فإذا حدث تقاطع في المنحنيات بعد ال Maximum Fault current فلا نهتم به لأنه من غير المستحيل أن يحدث هناك Fault تتجاوز قيمة Maximum Fault current فلم التركيز عليه؟
لذا فإننا لا نهتم إذا حدث هناك أي تقاطع بعد Maximum Fault current أو في المالانهاية .

تحتاج جميع عناصر الحماية إلى العمل معا كفريق واحد من أجل تحقيق نظام انتقائي على سبيل المثال عندما يحدث عطل في مكان ما ، فإنه لا ينبغي أن يؤثر الفصل على الإمداد الكهربائي للعملاء في الجزء المجاور ، حيث يجب إيقاف الجزء الذي حدث عليه العطل فقط وهذا ما يسمى بالإنتقائية وهي أحد المتطلبات الأساسية لنظام الحماية ، ويتم تحقيق ذلك من خلال وضع Relay Setting تجعله يعمل بشكل أسرع من ال Relay المجاور له ، وهذا يعني أنه بالنسبة لهذا العطل فإن ال Relay المجاور يجب أن يكون له وقت أطول لإزالة تيار العطل وبالتالي فإن ال Relay القريب من العطل يجب أن يقوم بإزالة العطل أولا وبالتالي فإن العطل سوف يتم إزالته قبل أن يقوم ال Relay المجاور بإعطاء أي أوامر فصل للقاطع الخاص به ، و بشكل عام قد ينتظر ال Protection Relay لسنوات حتى يحدث العطل ، ولكن يجب عندما يحدث هذا العطل أن تعمل الحماية بشكل موثوق وسريع.

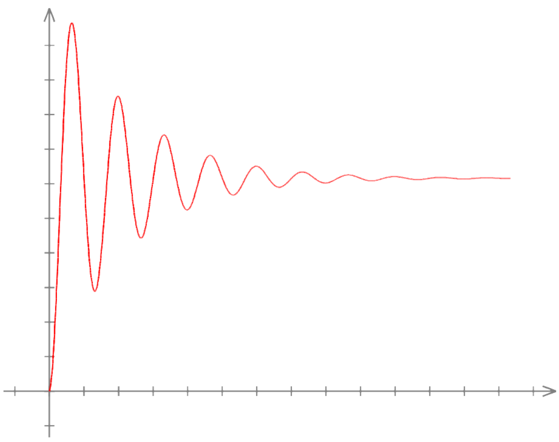
قلنا أن ما يعيب الInstantaneous Over Current أنه يصعب عمل تنسيق بين Overcurrent Relays المختلفة في حال كان هناك خطين قصيرين الطول ومتتاليين ، لأن الفرق بين تياري الFault على كلا الخطين لا يكون كبير فلا يستطيع ال Relay التمييز هل هذا الFault على الخط الخاص بي أم على الخط الآخر فيمكن أن يفصل أحدهما قبل الآخر ،





ولا ينصح باستخدام ال-Current Over In stantaneous حتى في حماية المحولات لنفس السبب السابق صعوبة التنسيق Protection Feerder و Protection Transfomer .

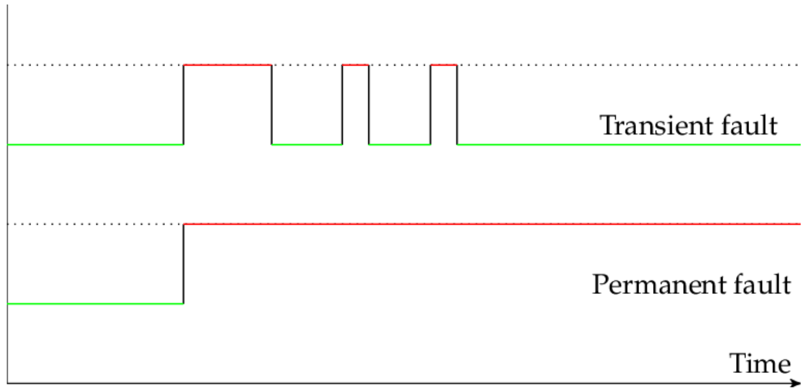
الهدف من وجود ال Time Delay هو تجنب فصل الدائرة لأي Fault عابر Transient Fault ، لأن الجهاز سينتظر مدة محددة قبل إعطاء إشارة الفصل .



فلو كان الFault عابرا فسيختفي قبل انقضاء المدة المحددة للفصل وبالتالي لن تفصل الدائرة ، بينما لو كان الFault من النوع الدائم Permanent Fault فسيتم فصله بعد انتهاء المدة المحددة للفصل المضبوط عليها الجهاز .

ماذا لو كان الFault عابر Transient Fault ، ولكنه بقي موجود حتى بعد انتهاء الفترة الزمنية المحددة المضبوط عليها الجهاز ، ماذا سوف يحدث؟

في هذه الحالة فإن ال Relay سوف يقوم بفصل ال CB بشكل خاطئ ، وذلك لأن هذا ال Fault أوهم الRelay بأنه Permanent Fault بينما هو Transient ، ولتجاوز هذه المشكلة فإننا نستخدم ما يسمى ب إعادة الغلق الاوتوماتيكي ل CB ، الهدف منه هو إعادة غلق ال CB مرة ثانية بشكل اوتوماتيكي ، للتأكد هل هذا الFault الذي تم فصل ال عليه هو Fault Permanent Fault أو Transient Fault ؟ , ويتم الغلق بعد فترة زمنية محددة ،فإذا فصل الCB مرة أخرى بعد إعادة الغلق الاوتوماتيكي ، فهذا أكبر دليل على أن الFault Permanent Fault ، أما إذا لم يفصل ال CB مرة أخرى فهذا دليل على أن ال Fault الذي فصل عليه في السابق كان خاطئ وهو Transient Fault .



نظرة مبسطة على كيفية تعامل Auto-Recloser Relay مع الTransient Fault

عندما يتم غلق الCB ، و صاحب ذلك حدوث عطل عابر فسوف ترتفع قيمة التيار ، وعليه سوف تتحس الحماية هذا الارتفاع ، وتفصل الCB وتصبح أقطابه مفتوحة ، وفي نفس عمل الحماية اللحظية سوف يبدأ ال Auto-Recloser عمله ، و بعد زمن معين من فتح الCB سوف يتم إطفاء الشرارة الكهربائية ، ومن ثم يتم عمل Reset لنظام الحماية بشكل أتوماتيكي ، عند يقوم ال Auto-Recloser بإعادة إغلاق الCB , فسوف يتدفق تيار العطل مرة أخرى.

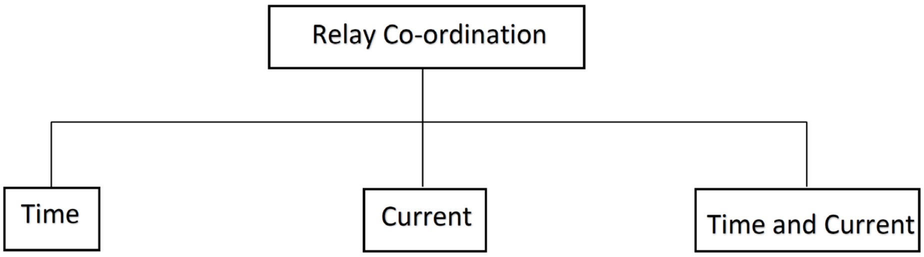
يسمى الزمن من لحظة إطفاء القوس الكهربائي وحتى إعادة التيار مرة أخرى Dead Time حيث يتم تفعيل هذا الزمن من لحظة فتح أقطاب ال CB حتى إغلاقهم مرة أخرى وهو زمن معروف في معظم القواطع الكهربائية ويعتمد على تصميم وآلية عمله.

فاذا حدث العطل مرة أخرى خلال ال Dead Time ، فإن ال Auto-Recloser يقوم بجولة ثانية -2 Shot- لإعادة غلق القاطع ، ويمكن اضافة عدد الجولات التي تريدها في Relay setting ، ويمكن أن تصل الى ثلاث مرات حتى ازالة العطل ، واذا بقي يفصل القاطع في كل الحالات فيجب حينها فتح القاطع وعدم اغلاقه مرة أخرى .

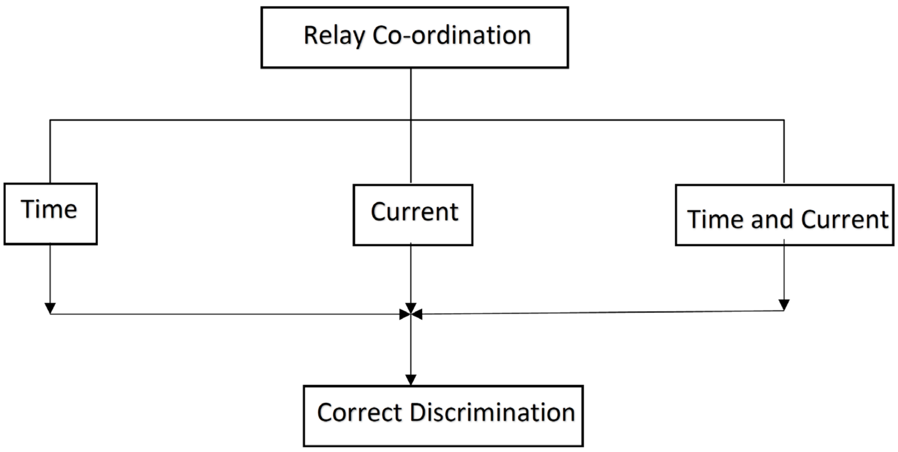
أما عند مرور التيار بقيمة طبيعية بعد اغلاق القاطع في المرة الثانية ، و لم نكتشف أي أعطال جديدة , فإن الزمن الذي احتاجه ال Auto-Recloser لاعتبار أن الوضع رجع إلى طبيعته أو أن العطل الذي حدث هو Transient Fault وليس Permanent Fault يسمى بزمن Reclaim time ، و زمن ال Dead Time وزمن Reclaim time يمكن وضعهم وتعديلهم من خلال الRelay setting.

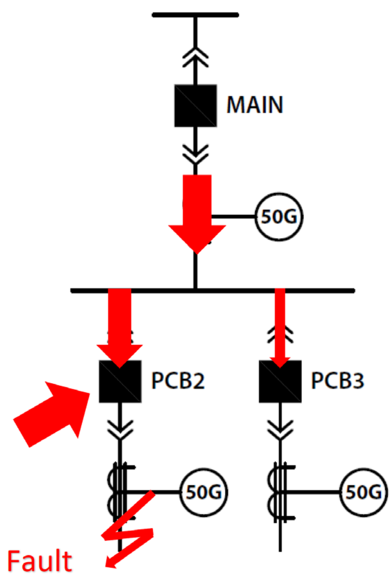
Standard Overcurrent Relays

إذن الخلاصة مما سبق هو أن لدينا 3 طرق للتأكد من أن ال Relay Coordination صحيح إما باستخدام الTime أو باستخدام الOvercurrent او باستخدام الTime والOvercurrent معا .



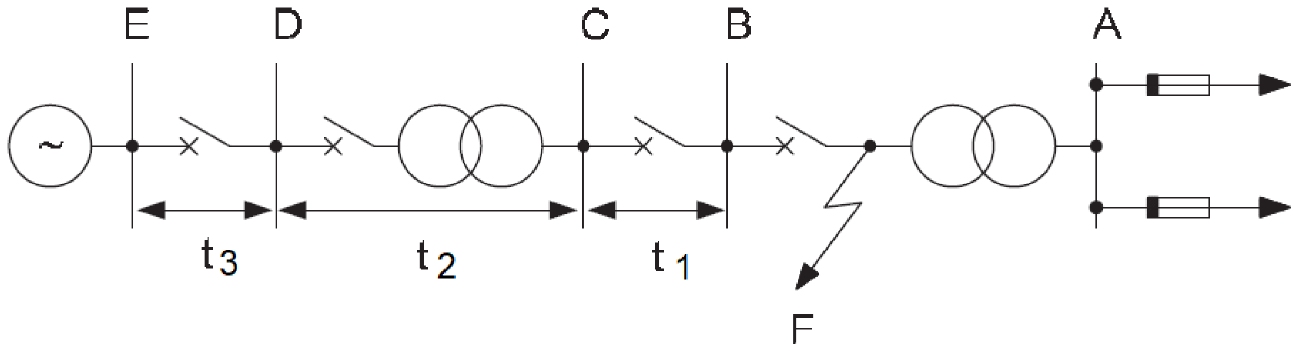
والهدف المشترك لجميع هذه الأساليب أو الطرق الثلاث هو الحصول على correct discrimination بمعنى تمييز صحيح للFault.





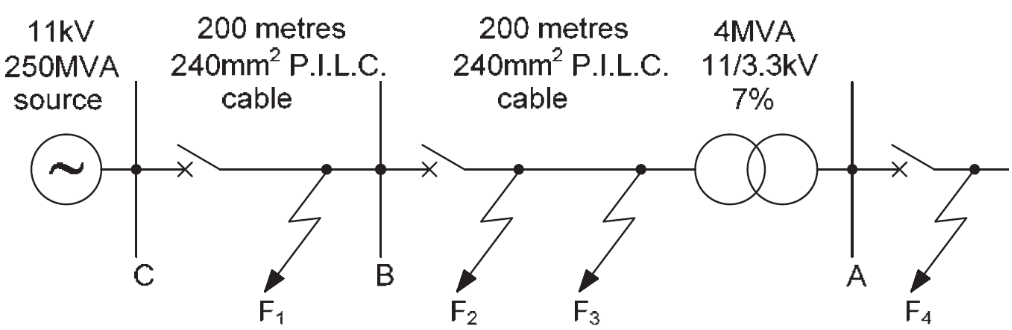
والمقصود ب ال discrimination هنا هو عزل الجزء الذي حدث عليه الFault فقط ، وترك باقي النظام الكهربائي الذي لم يحدث عليه الFault بدون مشاكل بمعنى أعزل الFault واترك باقي ال network في حالة stable.

ما يعيب استخدام ال discrimination ب Time هو أنه يجعل زمن الTrip كبير جدا قرب ال Power Source ، مع العلم أن ال Fault كلما اقترب من ال Power Source كلما ازدادت قيمته ، والFault كلما ازدادت قيمته فإنه يجب أن يحتاج إلى زمن Trip قصير جدا .



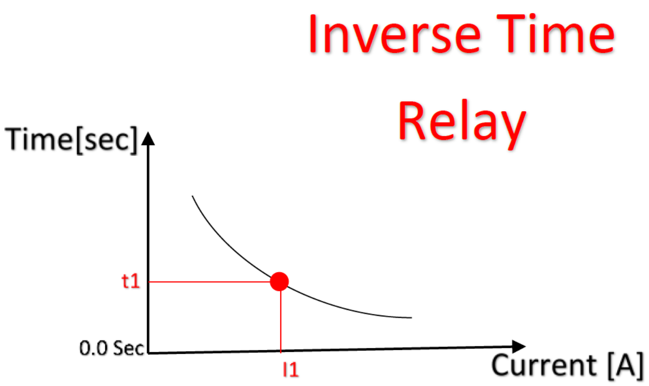
@ Fault, t3>t2>t1

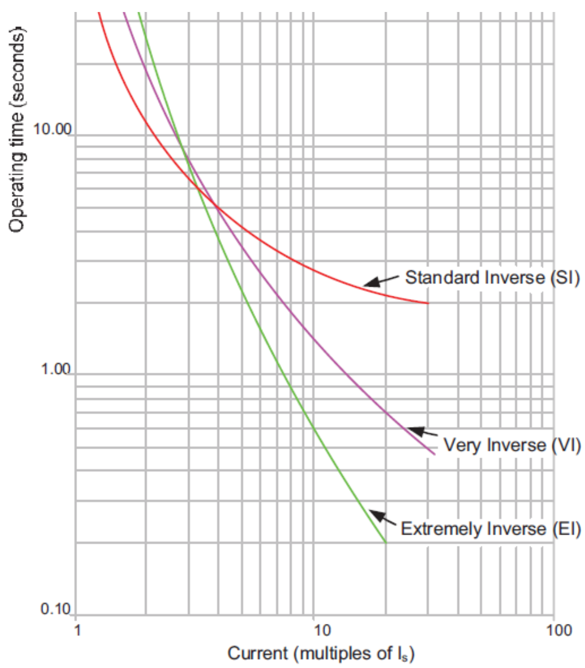
وزمن الTrip أصبح كبير قرب ال Power Source بسبب التنسيق الزمني بين أجهزة الOvercurrent Relay المختلفة ، وبسبب عيوب ال Time Definite الناشئة من أن ال Fault الكبير يحتاج إلى وقت طويل لإزالته ، و من ناحية أخرى عيوب الOvercurrent instantaneous الناشئة من صعوبة التنسيق الزمني في حال لدي خطين قصيري الطول ومتتاليين ، والذي لا يمكن تطبيقه إلا إذا كانت قيمة الimpedance كبيرة بين ال CB حتى يستطيع ال Relay الOvercurrent instantaneous تمييز مكان الFault ، فإنه تم استحداث الطريقة الثالثة وهذه الطريقة هي التي تستخدم الTime والOvercurrent معا وتسمى ال Inverse Time Overcurrent characteristics .



و هذه الطريقة تجمع ميزات النوعين السابقين في Trip ال Relay Overcurrent طبقا لعلاقة عكسية بين تيار الFault وزمن الFault ، فيتميز أنه لا يتاثر بالأعطال العابرة ال transient fault وهذه أحد ميزات ال Time Definite ، وفي نفس الوقت فإنه يعمل Trip بشكل سريع في الأعطال العالية التيار .

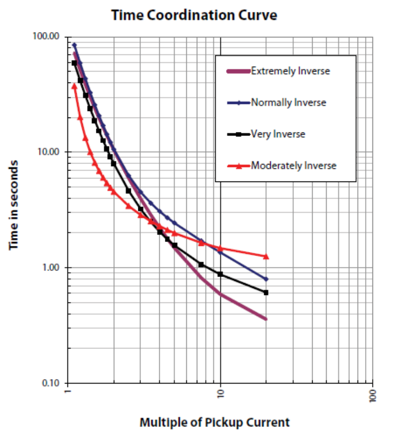
الRelay Overcurrent inverse تكون بالعادة مزودة بمجموعة من المنحنيات لتناسب جميع الاستخدامات ولتعطي سرعات مختلفة ، سرعات لزمن الTrip curves مختلفة عند نفس قيمة التيار .



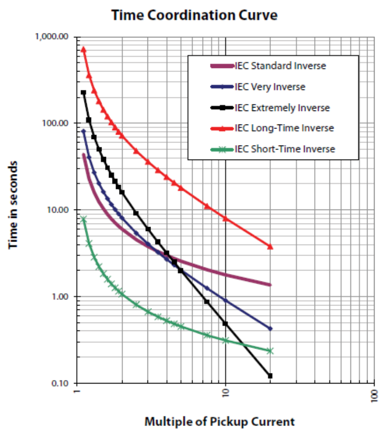


وتختلف درجة انحدار كل من هذه المنحنيات عن الأخرى ،ولها عدة أنواع منها ال -charac teristics inverter standard والcharacteristics inverse very والcharacteristics inverse extremely وغيرها الكثير من المنحنيات .

وكل نوع من هذه المنحنيات له استخداماته الخاصة ويعالج جزء معين من ال maloperation المختلفة ، وقبل البدء بشرح هذه المنحنيات يجب أن نعلم بأن هناك 2 standards عالمية توصف هذه ال characteristics curve ، الستاندرد الأول وهو المستخدم في أمريكا الشمالية وهو المسمى ب ال ANSI standard أو IEEE standard والستاندرد الآخر هو الستاندرد الأوروبي وهو ال IEC standard .



Element North American Curves



Element IEC European Curves

وكل منحنى له معادلاته الخاصة فيه فمعادلة ال ANSI very inveres curve تختلف بشكل كامل عن معادلة ال IEC very inveres curve .

ANSI Standard

Characteristic	Equation
IEEE Moderately Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02}-1}\right)+0.114\right]$
IEEE Very Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{19.61}{I_r^{2}-1}\right)+0.491\right]$
IEEE Extremely Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{28.2}{I_r^{2}-1}\right)+0.1217\right]$
US CO8 Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{5.95}{I_r^{2}-1}\right)+0.18\right]$
US CO2 Short Time Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02}-1}\right)+0.01694\right]$

IEC Standard

Relay Characteristic	Equation (IEC 60255)
Standard Inverse (SI)	$t=TMS\times\frac{0.14}{I_r^{0.02}-1}$
Very Inverse (VI)	$t=TMS\times\frac{13.5}{I_r-1}$
Extremely Inverse (EI)	$t=TMS\times\frac{80}{I_r^{2}-1}$
Long time standby earth fault	$t=TMS\times\frac{120}{I_r-1}$

وهذه من الأخطاء الشائعة في ال Final setting فإذا طلب منك أن تضع الcurve المستخدم في ال very inverse curve فيجب عليك أن تعلم أن هذا ال very inverse تابع ل standard الأمريكي أم الstandard الأوروبي .

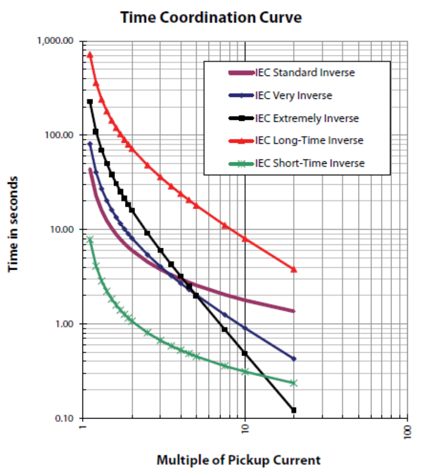
ANSI Standard

Characteristic	Equation
IEEE Moderately Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02}-1}\right)+0.114\right]$
IEEE Very Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{19.61}{I_r^{2}-1}\right)+0.491\right]$
IEEE Extremely Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{28.2}{I_r^{2}-1}\right)+0.1217\right]$
US CO8 Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{5.95}{I_r^{2}-1}\right)+0.18\right]$
US CO2 Short Time Inverse	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02}-1}\right)+0.01694\right]$

IEC Standard

Relay Characteristic	Equation (IEC 60255)
Standard Inverse (SI)	$t=TMS\times\frac{0.14}{I_r^{0.02}-1}$
Very Inverse (VI)	$t=TMS\times\frac{13.5}{I_r-1}$
Extremely Inverse (EI)	$t=TMS\times\frac{80}{I_r^{2}-1}$
Long time standby earth fault	$t=TMS\times\frac{120}{I_r-1}$

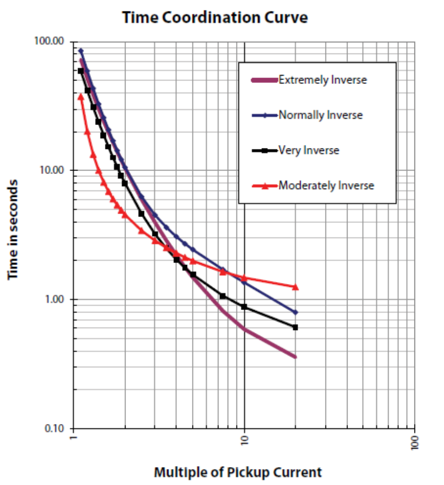
وعادة ما يتم استخدام ال IEC standard في معظم الشركات وفي حالات خاصة أو في بعض الشركات الأمريكية يتم استخدام ال ANSI curve .



Element IEC European Curves

نلاحظ من الشكل أن ال standard الأوروبي ال IEC60255 يستخدم 5 منحنيات وهي :

1. Time long inverse
2. Extremely inverse
3. Very inverse
4. standard inverse
5. Time short inverse

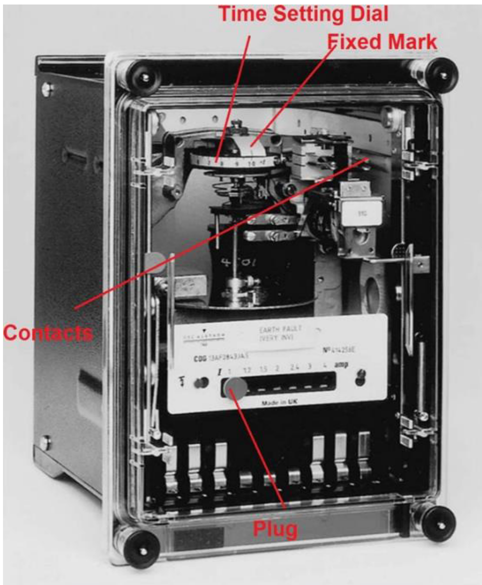


Element North American Curves

بينما ال ANSI standard تستخدم 4 منحنيات وهي :

1. Normally inverse
2. Very inverse
3. Moderately inverse
4. Extremely inverse

لاحظ أن ال محور x في المنحنيات لا تعبر عن قيمة ال current بالأمبير ، كما كنا نستخدمها في حالة الOvercurrent instantaneous وال Overcurrent Time Definite ، وإنما تعبر عن نسبة مضاعفات تيار ال Fault بالنسبة لتيار ال setting ،وتسمى هذه النسبة بال Percent of pickup وقديما في الelectromechanical Relay كانت تسمى ب ال Plug Setting Multiplier PSM ، ويعبر عنها بقيمة ال I-measured بالنسبة ل I-Pickup أو ال I-fault



Plug Setting Multiplier PSM

الآن دعونا نأخذ منحنى واحد لنشرح عليه كامل التفاصيل ، ومن ثم نقوم بعمل مقارنة بين المنحنيات المختلفة ، فمثلا لو قمنا بأخذ ال IEC standard inverse كمثال ، فإن معادلة زمن الفصل الخاصة بهذا ال curve هي :

$$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$$

TMS = Time Multiplier Setting

Ir = I / Is=PSM

Where:

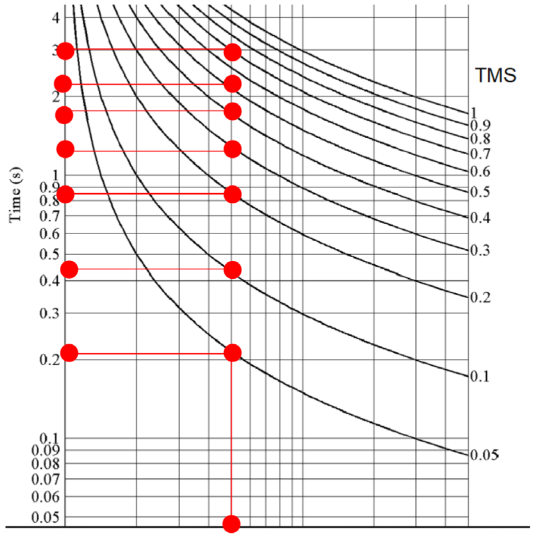
I = Measured current

Is = Relay setting current

وال Ir هنا هي Pickup percent of ، والتي قلنا عنها سابقا أنها (ال I-fault بالنسبة إلى ال I-setting)، أو (ال I-measured بالنسبة ل I-Pickup) ، والتي كانت تسمى ال PSM في electromechanical Relay ، أما ال TMS فهي ال Time multiplier setting

$$\downarrow t = TMS \times \frac{0.14}{\uparrow I_r^{0.02} - 1}$$

فكما هو ظاهر من المعادلة أنه يتم التحكم بزمن ال Trip من خلال عاملين وهما ال TMS ، ومضاعفات تيار الFault بالنسبة إلى لتيار الsetting ، ونلاحظ من المعادلة بأن زيادة تيار العطل سوف يقلل من زمن الTrip ، و ذلك لأنها موضوعة في المقام .



وأما ال TMS وهي ال Time multiplier setting فهي عبارة عن ثابت تتحكم بقيمة زمن الTrip ، فإذا كانت قيمة ال TMS أعلى من 1 فإن زمن الTrip سوف يزداد ، وإذا كانت قيمة ال TMS أقل من 1 فإن زمن الTrip سوف يقل .

$$t = \boxed{TMS} \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$$

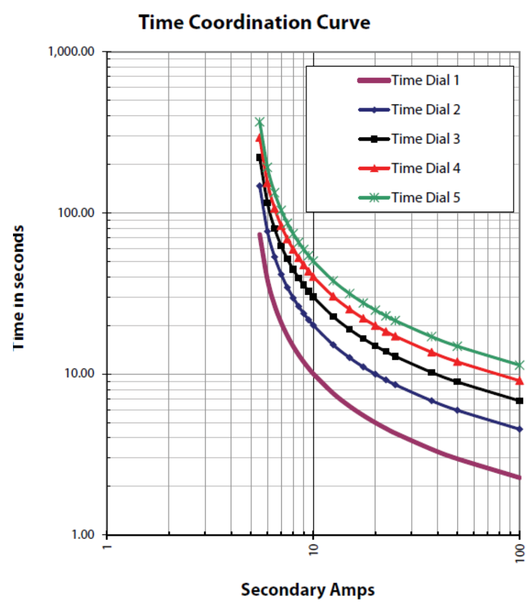
مع العلم ان كلمة TMS لا تستخدم الا في ال standard الأوروبي ويستخدم في الstandard الأمريكي كلمة ال TD ال Time dial setting ، والاثنين بنفس المعنى .

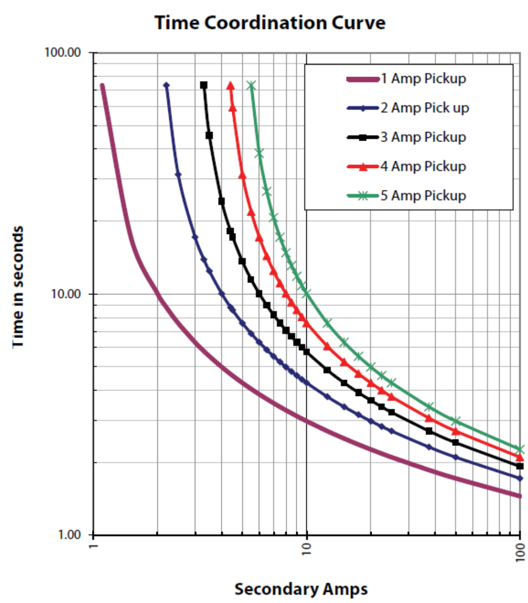
TD = Time Dial setting

$$t = \frac{\boxed{TD}}{7}\left[\left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02} - 1}\right) + 0.114\right]$$

لاحظ معي أننا لو قمنا بتثبيت الIEC Normally inverse curve مع تثبيت قيمة ال TMS ، ومن ثم تغيير قيمة ال Pickup فإن المنحنى سوف يتحرك معي إلى اليمين .

ولو قمنا بتثبيت قيمة ال Pickup على الIEC Normally inverse curve وتغيير قيمة ال TMS ، سوف نلاحظ أن ال curve يتحرك للأعلى أو للأسفل .

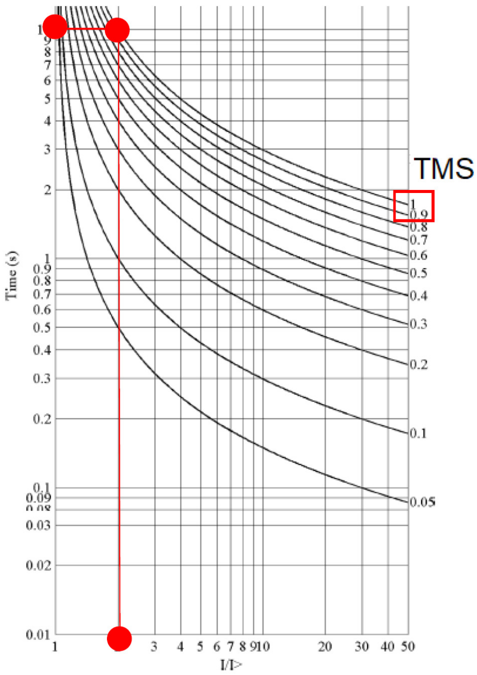




مثال : لو كانت قيمة تيار الsetting لدي 3A ، وكان الcurve المستخدم Normally inverse والTMS قيمتها 1 ، و كانت قيمة تيار الFault تساوي 6A، فمتى سوف يفصل الRelay ؟

زمن الTrip سوف يكون من خلال تطبيق هذه الparameter في معادلة ال Normally inverse ، كما هو في المعادلة أدناه حيث 6 هي قيمة تيار الFault و 3 هي قيمة تيار الsetting والزمن الناتج سوف يكون 10.03 sec .

$$Tripping\ Time = \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{setting}}\right)^{0.02} - 1\right)} * TMS = \frac{0.14}{\left(\left(\frac{6.0}{3.0}\right)^{0.02} - 1\right)} * 1 = 10.03sec$$



ويمكن إيجاد زمن الفصل بدون أي معادلات من خلال المنحنى الخاص بال Normally inverse ، فنذهب إلى ال axis ونبحث عن رقم 2 والتي هي 36 قلنا أن ال محور X هو percent of Pickup وهو 6/3 ويساوي 2 ، عند رقم 2 نرفع خط للأعلى فيتقاطع مع الخط الخاص بTMS تساوي 1 عند زمن مقداره 10.03 sec.

إذن عند وضع الFinal setting ل Relay Overcurrent inverse ، فإننا نحتاج الى 3 معلومات أساسية :

1. **نوع الcurve المستخدم** ، وهل هو IEC curve أم ANSI curve .
2. **قيمة ال TMS**
3. **قيمة ال Pickup setting**

Device No	Relay type	Device Description	CT Ratio	Function Name	Current Setting	Time setting
50/51/67	REF 615	132kV **Line protection**	600/1	51N	0.3*In (180A)	30% NI

الآن دعونا نقارن ال IEC inverse curve المختلفة مع بعضها البعض بإعتبار أن قيمة ال TMS لهم كلهم هي 1 ، وقيمة الSetting هي 0.1 A عندما تكون قيمة التيار المقاسة أقل 0.1 A فلن يعطي الRelay أي اشارة بدء طالما أن التيار المقاس هو أقل من قيمة ال setting ، فإذا تجاوز التيار قيمة ال 0.1 A يقوم ال Relay مباشرة بإرسال إشارة إنذار أو alarm ، كدليل على أنه حدث Pickup للRelay .

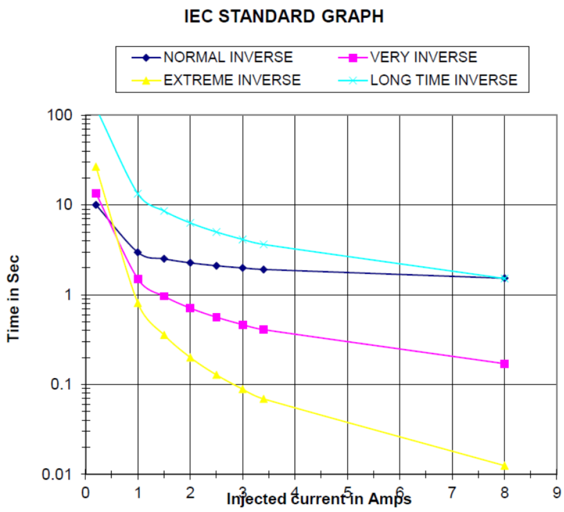
وعندما تصل قيمة التيار المقاسة الى A0.2 مثلا ، وال 0.2 هنا تعني أنها ضعف قيمة الcurrent setting والتي هي 0.1 بمعنى(0.2 على 0.1) و يساوي 2 ، فيفصل الRelay بعد زمن مقداره 10.02 sec في حال استخدام ال inverse normally ، و يفصل بعد زمن مقداره 13.5 sec في حال استخدام ال very inverse ، و سوف يفصل بعد زمن مقداره 26.6 sec في حال استخدام ال extremely inverse ، و 120 sec في حال استخدام منحنى الLong Time inverse

Only for IEC Characteristics　　　Set Ct in Amps= 0.1

Time Dial K values :

NORMAL INVERSE	=	1
VERY INVERSE	=	1
EXTREME INVERSE	=	1
LONG TIME INVERSE	=	1

Sl.no	Ampere	NI T in Sec	VI T in Sec	EI T in Sec	LI T in Sec
1	0.2	10.029027	13.5	26.66666667	120
2	1	2.9705986	1.5	0.808080808	13.33333
3	1.5	2.5155175	0.9643	0.357142857	8.571429
4	2	2.2673564	0.7105	0.200501253	6.315789
5	2.5	2.1054233	0.5625	0.128205128	5
6	3	1.9888923	0.4655	0.088987764	4.137931
7	3.4	1.9158722	0.4091	0.069264069	3.636364
8	8	1.5284567	0.1709	0.012501953	1.518987



ولاحظ أنه كلما ارتفع قيمة تيار العطل قل زمن الTrip أيضا ، وذلك لأنه كما قلنا أن العلاقة بين التيار والزمن هي علاقة عكسية .

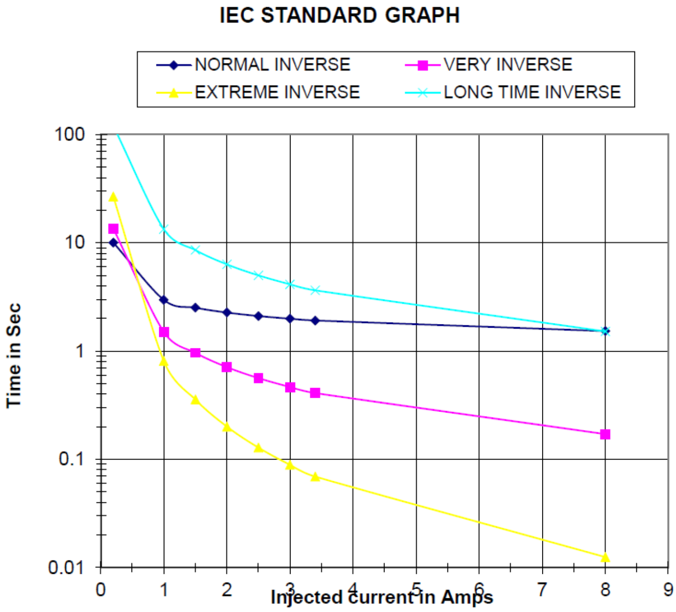
الان دعونا نقارن بين ال normally inverse وال extremely inverse curve ، أننا نقول Normally inverse وليس standard inverse ، وهذا خطأ شائع بين المهندسين حيث يوصف الcurve بأنه Normally inverse فقط في حالة ال ANSI characteristics curve أو ال IEEE curve ويوصف أنه standard inverse في حال ال IEC standard ، ومع كثرة استخدام هذا المصطلح أصبح من المعروف ان استخدام ال Normally inverse مع ال IEC يكون المقصود به هو standard inverse .

Only for IEC Characteristics   Set Ct in Amps= 0.1

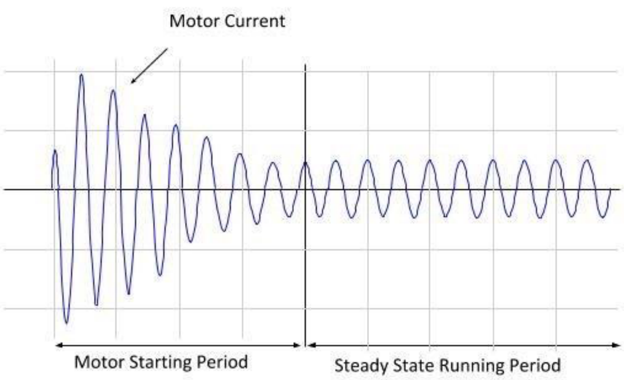
Time Dial K values :

NORMAL INVERSE	=	1
VERY INVERSE	=	1
EXTREME INVERSE	=	1
LONG TIME INVERSE	=	1

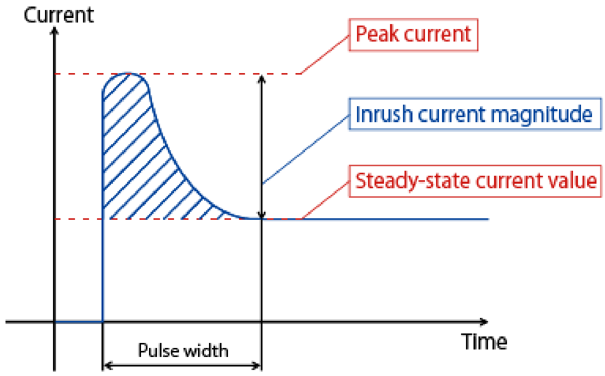
Sl.no	Ampere	NI T in Sec	VI T in Sec	EI T in Sec	LI T in Sec
1	0.2	10.029027	13.5	26.66666667	120
2	1	2.9705986	1.5	0.808080808	13.33333
3	1.5	2.5155175	0.9643	0.357142857	8.571429
4	2	2.2673564	0.7105	0.200501253	6.315789
5	2.5	2.1054233	0.5625	0.128205128	5
6	3	1.9888923	0.4655	0.088987764	4.137931
7	3.4	1.9158722	0.4091	0.069264069	3.636364
8	8	1.5284567	0.1709	0.012501953	1.518987



لاحظ أن ال extremely inverse وال normally inverse أن زمن الفصل سوف يكون طويل عند حدوث Fault قيمته ضعف قيمة setting ، فسوف يفصل ال Normally inverse بعد 10 sec ، و سوف يفصل ال extremely inverse بعد 26 sec تقريبا ، و هو زمن طويل نسبيا ، ولكن لاحظ أيضا أنه عند حدوث عطل 10 أضعاف قيمة الsetting فإن زمن الفصل لل Normally inverse هو 2.9 sec ، بينما زمن الفصل للextremely inverse هو 0.8 sec ، فماذا نستفيد من ذلك ؟ ، نستفيد من ذلك أنه يفضل استخدام ال extremely inverse curve في حالة ال equipment's التي تسحب Starting current عالي عند بداية تشغيلها وهي حالة switching ON .



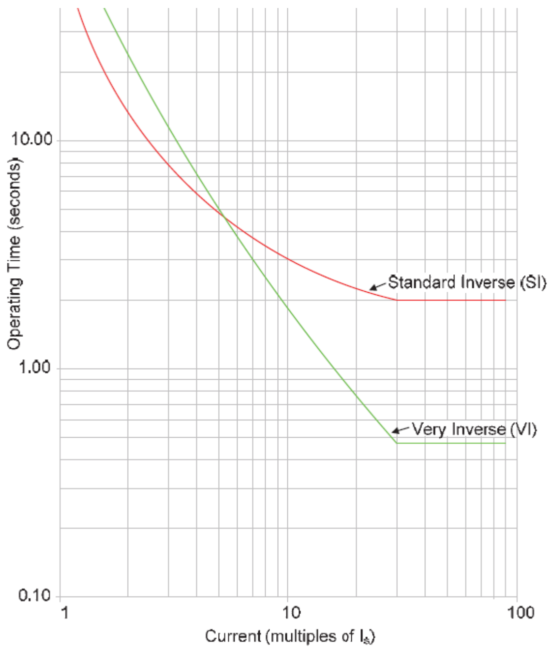
حيث يعتبر ال Starting current هي حالة طبيعية لا يجب أن يفصل عندها Overcurrent Relay .

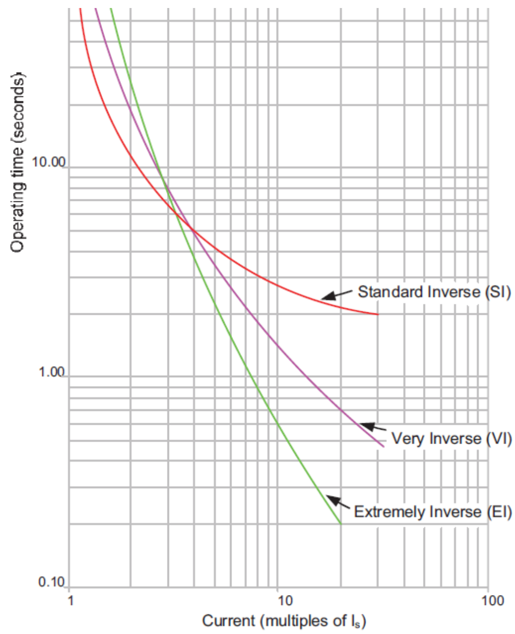


ونحن نعلم أن قيمة ال Starting current سوف تتجاوز بالطبع قيمة ال I-setting ، لذا يفضل استخدام ال extremely inverse curve ، وذلك لتقليل عدد الtrips الخاطئة في حالة ال Starting current ، وخاصة إذا كان الload من النوع motors.

ويفضل استخدام ال extremely inverse curve أيضا مع الauto recloser المستخدم في الlow voltage distribution ، و ذلك لأن معظم الFaults الذي تحدث عليه هي transient fault في الوضع الطبيعي. أما ال very inverse فهي حالة وسطية بين الextremely inverse وال Normally inverse ، ويفضل استخدامه في حال كان هناك انخفاض كبير في قيمة تيار العطل الناشئ بسبب زيادة المسافة عن ال source power ، أي عندما تكون الimpedance fault كبيرة .

و عند مقارنة ال very inverse بال normally inverse ، سوف نلاحظ أن ال very inverse منعكس بشكل أكبر أو منحدر بشكل أكبر من ال Normally inverse .

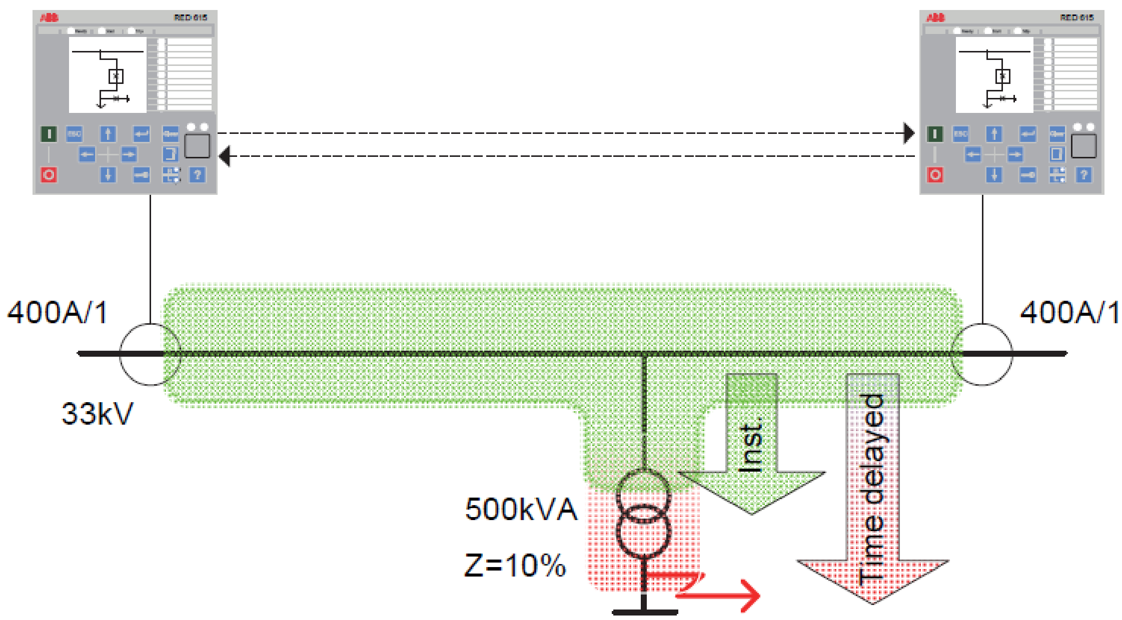


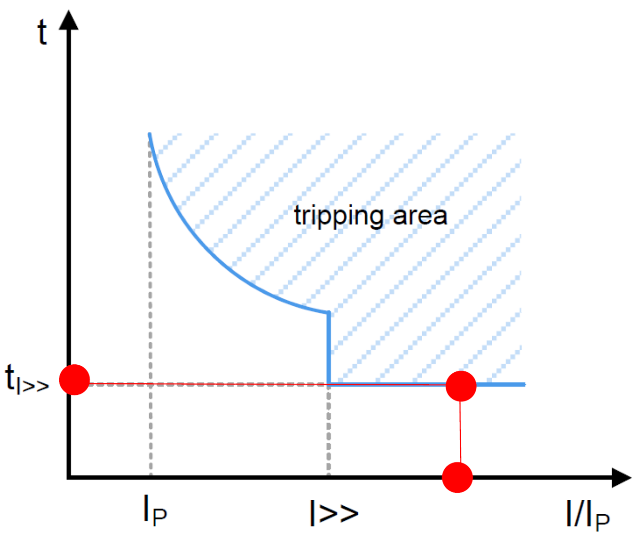


وعندما نقول أنه منحدر بشكل أكبر أو منعكس بشكل أكبر ، فمعناه أنه سوف يفصل عند زمن أسرع منه في ال Normally inverse عند نفس الFault فمثلا نلاحظ أن زمن الفصل عند 10 أضعاف قيمة ال I-setting في حال الextremely inverse هو 0.8 sec ، وفي حال الvery inverse هو 1.5 sec ، و في حال ال Normally inverse هو 2.97 sec .

فكلما زاد الانعكاس أو الانحدار قل زمن الفصل .

وعادة ما يتم استخدام ال Normally inverse في معظم فولتيات الشبكة المختلفة فيتم استخدامه ك backup protection في حال ال Extra high voltage أو ال high voltage أو أنه يستخدم ك Main protection في MV .





ويمكن عمل جمع بين ال IDMT curve وال instantaneous Overcurrent curve أي عمل combined بينهما ، بحيث أن يبدأ ال curve ب inverse وينتهي بinstantaneous ، وهذا يقلل من الTime tripping في حال الFaults ال high fault level كما هو ظاهر في الصورة.

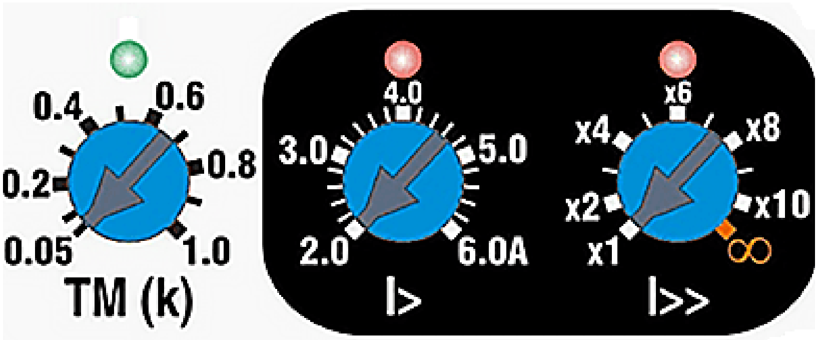
ومن الجدير بالذكر أنه يمكنك تصميم منحنيات خاصة بك customer curve لتناسب حالات مختلفة ، أو حالات خاصة في المصنع الذي تعمل به لتعطي ال Tripping Time التي تناسبك , وذلك عند اختيار نوع المنحنى على أنه Programmable ، كما في ABB relays

$$\left(\frac{A}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{setting}}\right)^{C} - E\right)} + B\right) * k$$

Curve parameter A		28.2000
Curve parameter B		0.1217
Curve parameter C		2.00
Curve parameter D		29.10
Curve parameter E		1.0
Setting Group 1		
Start value		0.05
Start value Mult		1.0
Time multiplier		0.35
Operate delay time		40
Operating curve type		**Programmable**
Type of reset curve		Immediate

Overcurrent Relay Setting Calculation

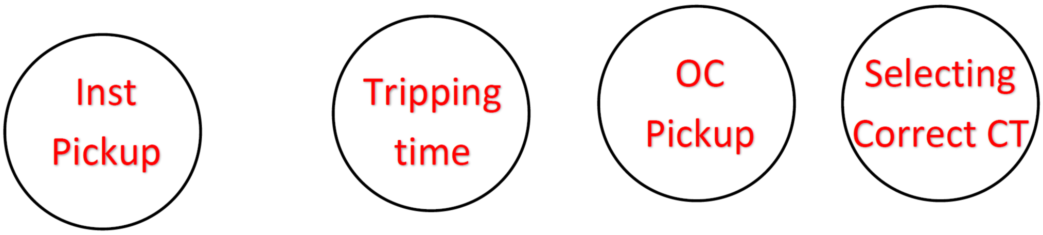
الآن نريد أن ندخل معكم بشكل أعمق في تفاصيل كيفية عمل ال overcurrent setting المقصود ب ال overcurrent setting ، هو ضبط العلاقة بين زمن فصل العطل وتيار العطل بمعنى آخر هو تحديد قيمة ال pickup current الذي يبدأ عندها الrelay بالعمل وتحديد زمن التشغيل المقابل لهذه القيم .



وبشكل عام لضبط أي overcurrent relay فإن هناك 3 خطوات متتالية مطلوبة منه :

1. تبدأ الخطوات أولا باختيار ال CT المناسب لهذا الrelay overcurrent .
2. ومن ثم اختيار قيمة ال current pickup الذي يبدأ عندها الrelay بالعمل .
3. ومن ثم اختيار المنحنى المناسب مع قيم ال TMS الخاصة به .

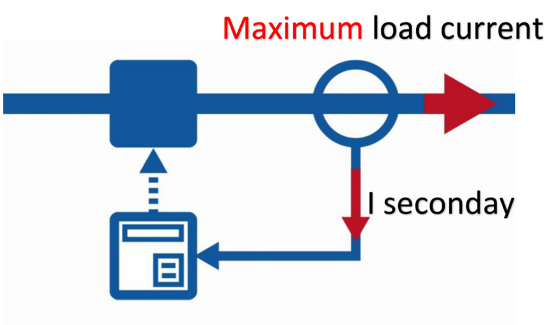
وبعد ذلك سوف نقوم معكم بحساب الPickup overcurrent instantaneous .



تبدأ **الخطوة الأولى** بالإجابة على السؤال التالي :

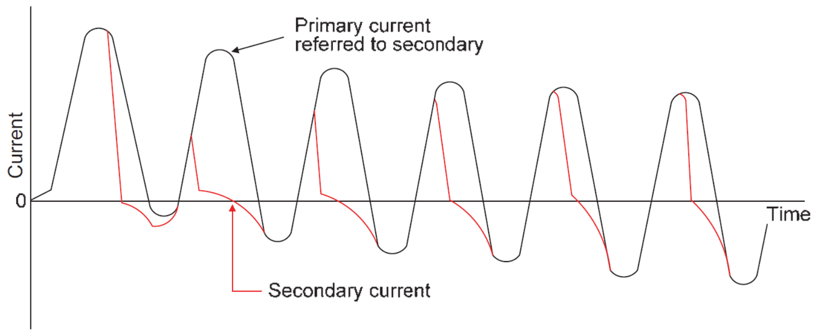
كيف يمكن لنا اختيار ال CT المناسب لهذا ال overcurrent relay ؟

لاختيار ال CT المناسب يجب أن ناخذ بالاعتبار ملاحظتين مهمتين :

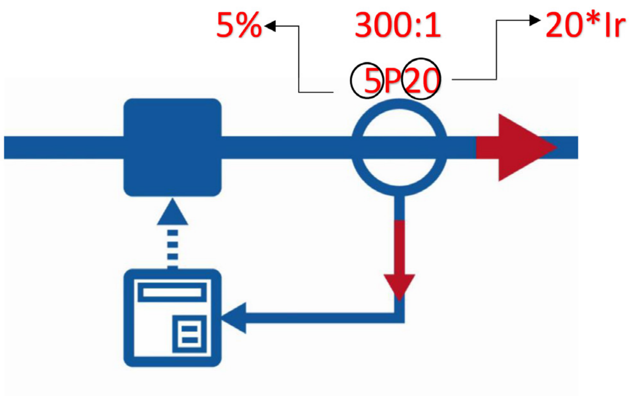


1. الملاحظة الأولى أن قيمة ال maximum load في الوضع الطبيعي يجب أن ينتج تيار في ال CT في حدود 1A إذا كان ال CT Ratio Secondary المستخدم يحول إلى 1A أو في حدود 5A إذا كان ال CT Ratio Secondary المستخدم 5A .

مع العلم أنه يتم اختيار ال CT Ratio بعد إيجاد قيمة ال maximum load current بحيث يكون ال CT Ratio هي أقرب قيمة قياسية أعلى من قيمة التيار الموجود في الوضع الطبيعي ، أما الملاحظة الثانية وهي أن قيمة ال maximum circuit short current المتوقع ، و التي يمكن أن يمر في ال CT لحظة العطل لن تسبب له أي saturation - تشبع- .

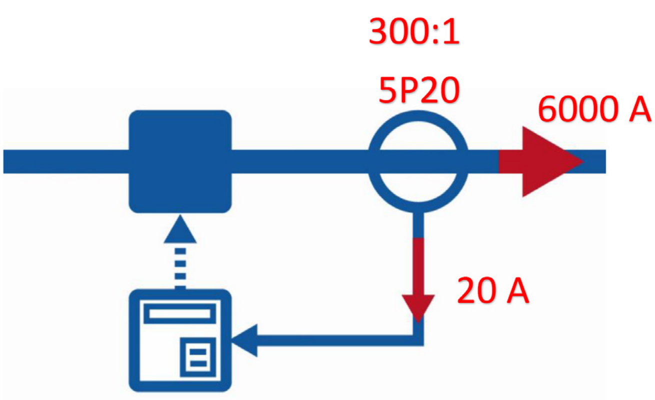


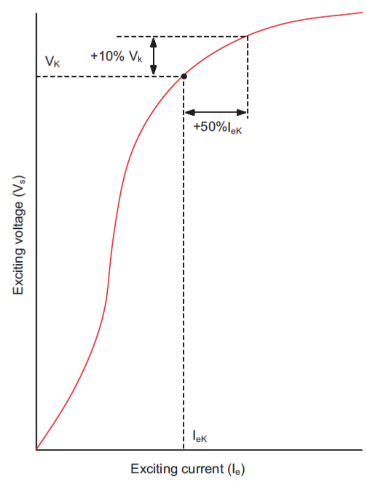
فكيف يمكن لي أن أعرف أن هذا ال maximum circuit short current لن يسبب saturation لل CT ؟



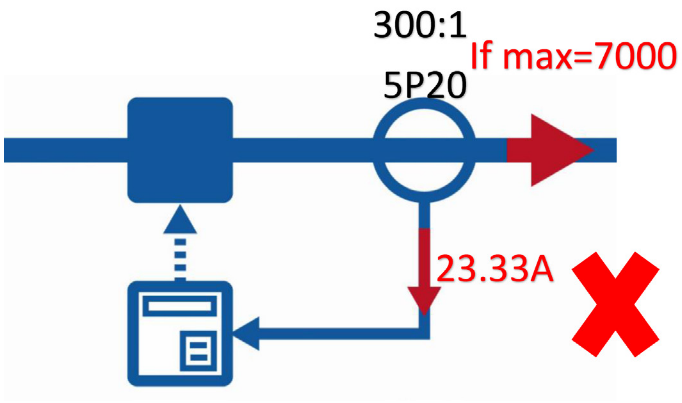
يتم ذلك من اختيار ال CT class المناسب فمثلا إذا كان لدي CT، ال CT Ratio الخاص به 300:1 وكان ال CT class له 5P20 فهذا يعني أن هذا ال CT سوف يحافظ على دقته بنسبة 5% ويبقى محافظ على هذه الدقة حتى 20 ضعف التيار الطبيعي .

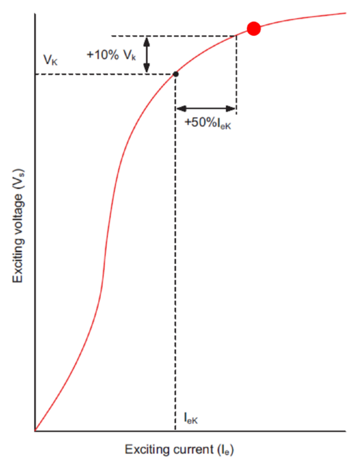
وهذا يعني أنه بعد 20 ضعف التيار الطبيعي لن يبقى ال CT محافظا على دقته وهي ال 5% ، وهذا أكبر دليل على أنه دخل في مرحلة ال saturation فنقوم بحساب قيمة ال maximum circuit short current يجب أن تكون هذه القيمة أقل من 20 ضعف التيار الطبيعي أي 20 *300 وهي 6000 A .



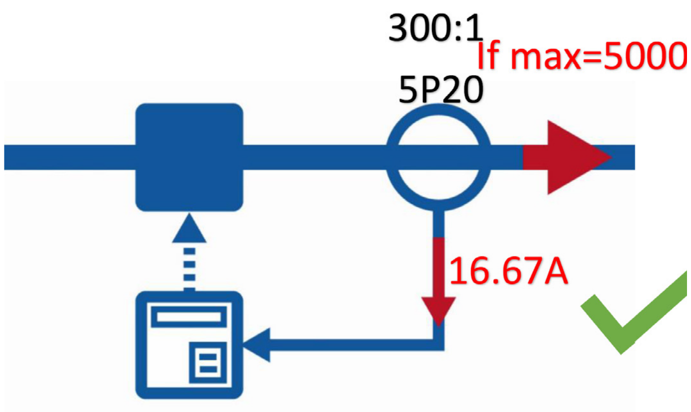


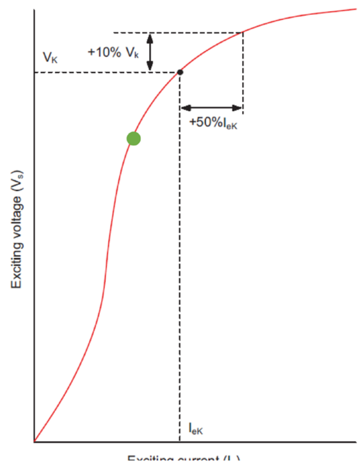
فإذا كانت قيمة ال short circuit current maximum أكبر من 6000 A فهذا يعني أن هذا ال CT سوف يدخل في مرحلة ال saturation عند حدوث العطل .





أما إذا كانت قيمة ال short circuit current maximum أقل من ال 6000 A والتي هي 20 ضعف التيار الطبيعي ، فنقول أنه مناسب ولن يحدث له saturation عند حدوث العطل.





إذن الخلاصة أنه يتم اختيار ال CT المناسب من خلال عاملين:

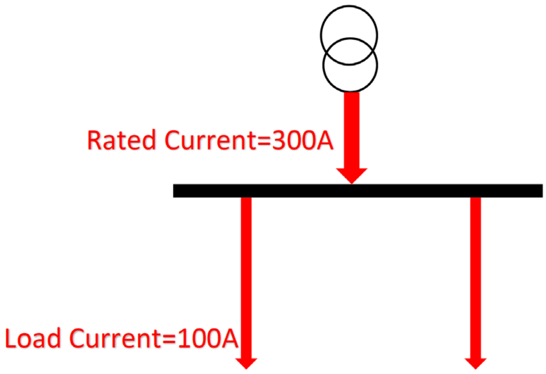
- العامل الأول اختيار ال CT Ratio المناسب .
- العامل الثاني اختيار ال CT class المناسب .

أما **الخطوة الثانية** من خطوات ضبط ال overcurrent relay فهي اختيار ال current pickup المناسب . **فما هي مبادئ اختيار هذا ال current Pickup ؟**

إن أبسط القواعد لحساب ال Pickup setting هو اختيار قيمة تكون أكبر من قيمة ال rated current لل feeder المركب عليه الrelay ، فإن لم تكن معلومة فنقوم بوضع قيمة أكبر من من قيمة الmaximum load current ، وغالبا ما تكون الزيادة بنسبة 125 إلى 150% من قيمة maximum load current .

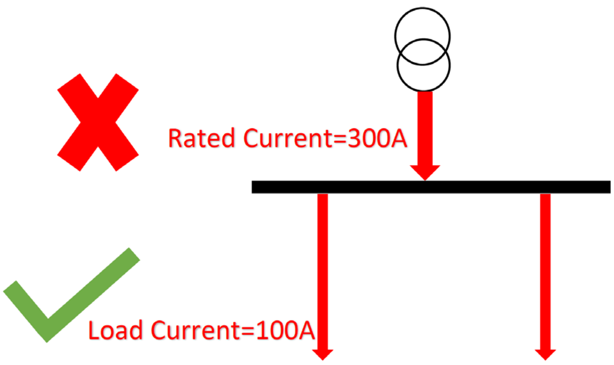
وهنا سؤال مهم جدا أنه ما الفرق بين ال rated current وال load current ؟

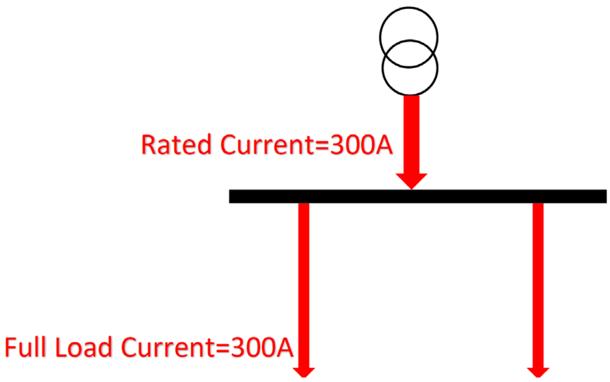
قيمة ال **rated current** هو أقصى تيار يخرج من الequipment -المعدة- بشكل continuous -متواصل- دون ارتفاع في درجة حرارتها ، وهو ما يكون مذكور في ال Name plate-اللوحة الإسمية- وتكون بالعادة هذه ال equipment مصممة عند هذا التيار. أما ال **load current** فهو التيار المسحوب فعليا من هذه الequipment ، فمثلا نقول أن هذا المحول قدرته أن يعطيك 300 A ، ولكن ال load لا يحتاج سوى A100 فنقول أن هذه ال 300A هي rated current وهذه ال 100 A المسحوبة فعليا من قبل الحمل نفسه فهي ال load current



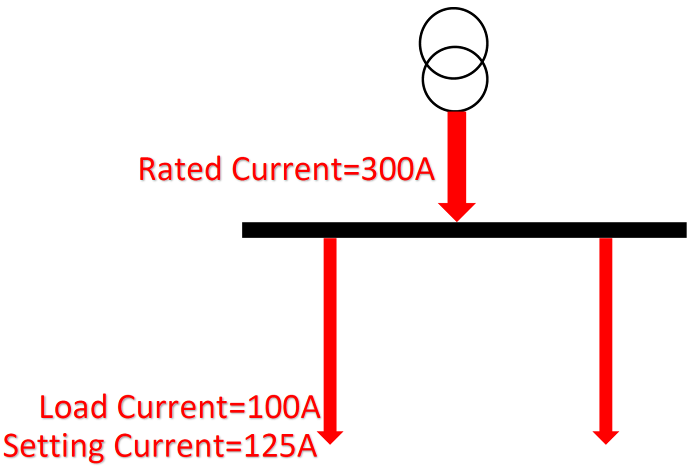


وإذا قام الload بسحب ال 300A كاملة ، فنقول عنه حينها أنه full load current ، وعادة ما نقوم بحساب قيمة ال Pickup current بنسبة زيادة من 125 إلى 150 من ال maximum load current وفي مثالنا هذا هو ال 100 A وليس ال 300 A .

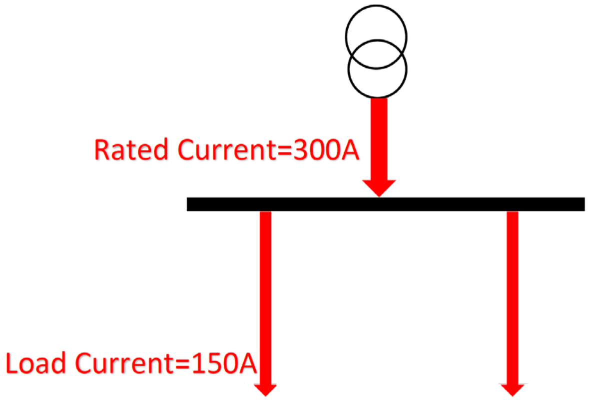




فتكون قيمة ال Pickup current setting مثلا 125% من A100 ، فتساوي 125 A وذلك حتى نضمن أن ال relay لن يعمل بشكل خاطئ عند مرور ال maximum load current .

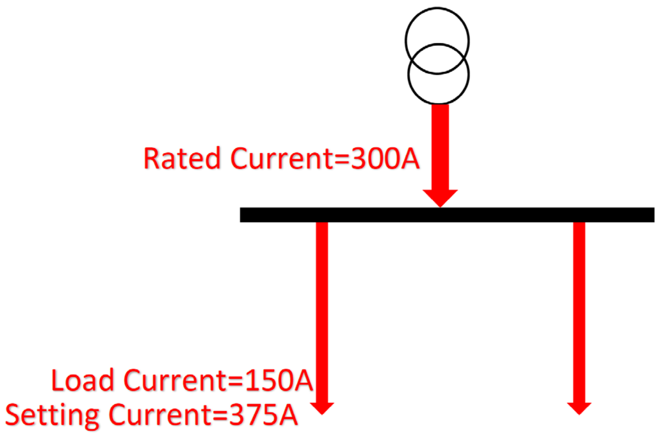


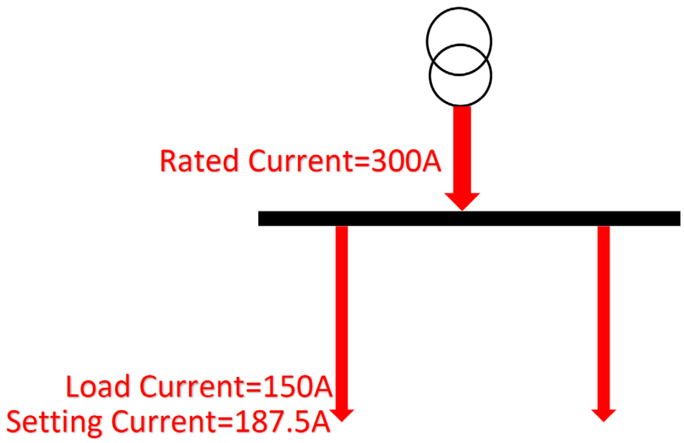
ولكن ممكن أحد يسأل أن قيمة ال load current الآن A 100 ، ماذا لو أضفنا load في المستقبل فأصبح قيمة ال load current 150 A فما العمل؟

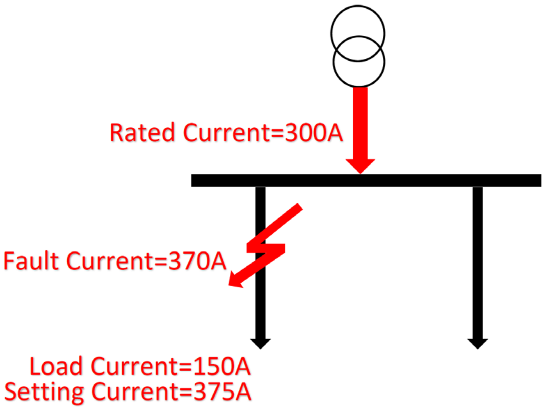


الموضوع بسيط في حال تم إضافة load جديد في المستقبل يتم إعادة حسابات ال current pickup على الload الجديد ، أو على ال maximum load current الجديد فيصبح 125% من ال A150 ، وليس من ال 100 A حتى نضمن أن ال relay لن يعمل بشكل خاطئ عند مرور الmaximum load current .

ولهذا السبب جاء جماعة اختيار ال Pickup current setting من ال rated current وليس من الmaximum load current ، فقالوا أننا كلما أضفنا load سوف نعيد الحسابات مرة أخرى هذا شيء طويل أو غير ممكن أو قد يكون الكادر غير كافي أصلا . فقالوا نريد أن نثبت قيمة ال pickup current بشكل دائم ، فمهما أضفت load في المستقبل يبقى قيمة ال pickup current ثابتة كما هي ، نريد أن نأخذ 125% من قيمة ال rated current وهي ال 300 A وليس ال 100 A فيصبح قيمة ال Pickup current هي 375A.







فجاء جماعة حساب قيمة ال Pickup من الload maximum فقالوا لجماعة حساب ال Pickup من ال rated Current ، ماذا لو حدث عطل وقيمة تيار العطل لم تصل قيمته إلى 125% من قيمة الcurrent rated فهذا يعني أن ال relay لن يتحسس العطل أصلا.

فمثلا لو كانت قيمة تيار العطل ال I fault هي 370 A وكانت قيمة ال pickup current تساوي 125 من قيمة ال rated current والتي تساوي A375 ، فهذا يعني أن قيمة تيار العطل أقل من قيمة الsetting فال relay لن يرى العطل أصلا ع أساس High impedance fault مثلا .

فاتفق الفريقان على أن تكون قيمة ال Pickup setting هي 125% إلى 150% من قيمة ال rated current أو قيمة ال maximum load current ، بشرط أن تكون هذه القيمة قادرة على كشف أقل قيمة عطل متوقعة أي ال minimum circuit short current حيث يجب أن تكون قيمة ال pickup current هي أقل من أقل تيار عطل متوقعة حتى يتسنى لها كشف جميع حالات الأعطال المختلفة بكل حساسية .

حتى أنه تم إضافة قاعدة عملية تقول أن قيمة ال pickup current يجب أن تكون أقل من ثلثي أقل قيمة عطل ممكنة على الBB .

$$1.25 * I_{load} \leq (Pickup\ current) \leq \frac{2}{3} * I_{SC\ min}$$

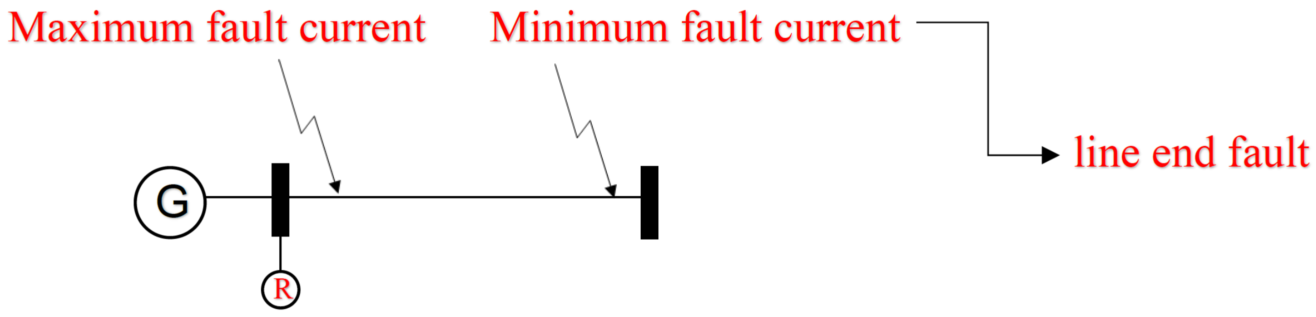
فمثلا لو كانت قيمة ال maximum load current هي وقيمة minimum short circuit current هي 250A ، فيجب أن تكون قيمة ال Pickup current setting في حدود ما بين ال 125% من ال A50 وهي 62.5A وحتى ثلثي ال 250 A وهي 166.7A ، و اختيار أي قيمة بينهما سوف يكون مناسب .

$$1.25 * 50A \leq (Pickup\ current) \leq \frac{2}{3} * 250A$$

$$62.5A \leq (Pickup\ current) \leq 166.7A$$

وممكن شخص يسأل سؤال كيف يمكن لي أن أعرف ما هي أقصى تيار متوقع الmaximum current ، وما هي أقل قيمة تيار متوقعة ال minimum fault current ؟

إن اقصى قيمة تيار عطل ممكن أو متوقع هو أقرب نقطة يمكن أن يراها ال relay ، أي عندما تكون الImpedance التي يراها الrelay أقل ما يمكن ، وبالتالي فإن أقل تيار عطل ممكن هو أبعد نقطة ممكن أن يراها الrelay ، والتي تكون عندها قيمة الImpedance أكبر ما يمكن والتي تكون في نهاية الخط بالعادة لذا تسمى line end fault .



وكلا القيمتين يمكن إيجادهم بسهولة من خلال برنامج ال ETAP أو برنامج Easy power أو غيرها من البرامج المختلفة اذا تم ادخال كامل معلومات الخط عليهم .

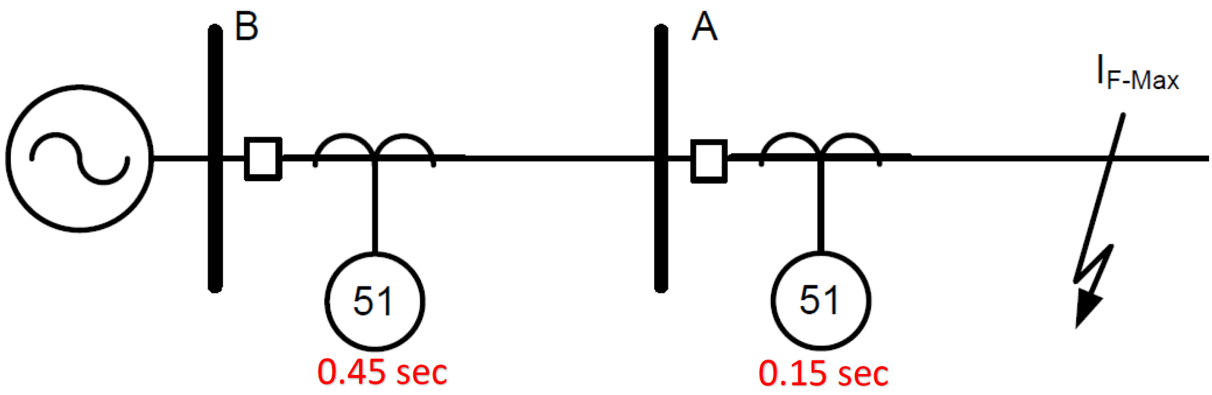
ملاحظة : عادة ما تكثر أخطاء Final Setting بسبب ادخال معلومات غير دقيقة لمقاومة وممانعة الخط , حيث يتم اخذ هذه المعلومات من Cable data sheet فقط , ولكن هذه القيم قد تختلف عند تركيب الخطوط على الواقع ، لذا ينصح بأخذ القراءات الفعلية بعد التركيب النهائي للخطوط والأبراج وبناء الأعدادات عليها وليس الإعتماد على Data sheet فقط ، ويوجد العديد من الأجهزة التي تقوم بإيجاد هذه القيم الفعلية , وبعد الاختبار سوف تتأكد بنفسك من هذه الإختلافات .

الآن بعد أن قمنا بتحديد ال CT المناسب في الخطوة الأولى ، و من ثم قمنا بإيجاد ال pickup current في الخطوة الثانية ، فإننا الآن في الخطوة الثالثة سوف نقوم بإيجاد الزمن المناسب لتيار معين .

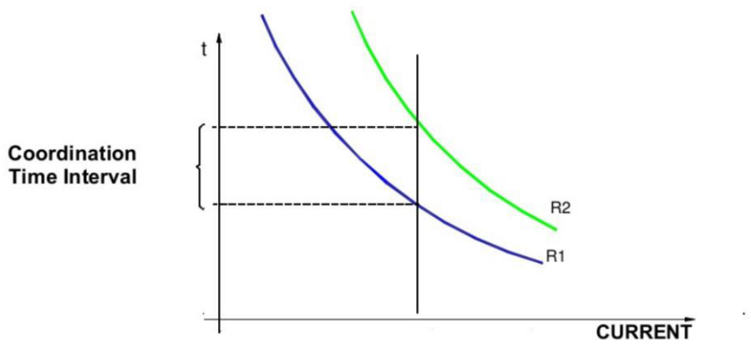
ويتم ذلك من خلال اختيار منحنى التشغيل المناسب الcharacteristic curve ، و من ثم اختيار قيمة ال TMS أو قيمة ال TDS ، قلنا أن قيمة ال TMS تسمى time multiplayer setting وقيمة ال TDS تسمى time dial setting وكلا التسميتين مترادفتين ، ولكن كل تسمية تتبع ال standered الخاص بها كما قلنا من قبل .

وحتى يتم اختيار قيمة ال TMS بشكل صحيح يجب أن نأخذ بالاعتبار قواعد التنسيق الزمني بين أجهزة الوقاية المختلفة أي ال coordination .

فمثلا لو افترضنا ان ال relay A سوف يكتشف العطل ، ويفصله في غضون زمن مقداره 0.15 sec فهذا يعني ان ال relay B يجب أن يفصل نفس العطل بعد زمن أطول وهو 0.45 sec، وذلك في حال أن ال relay A تعثر عن اكتشاف العطل لأي سبب من الأسباب .



وفي أغلب الحالات يوضع فترة زمنية تسمى Time Gap و تسمى Relay Time Grading Margin كهامش زمني بين ال كلا relays ، و تكون في حدود 200 الى 400 msec، وتعتمد هذه الفترة الزمنية على عدة عوامل:



- العامل الأول هو زمن فصل ال tripping time وتكون في حدود من 40 الى 100 msec ، وتعتمد هذه الفترة الزمنية على كفاءة وأداء ال CB حيث كلما كان ال CB أحدث كان زمن الفصل أقل .

- أما العامل الثاني من العوامل الذي يعتمد عليها ال Time Gap هو زمن ال reset لل relay وهي نفسها Drop off وتكون في حدود من 40 إلى 70 msec ، فكما قلنا من قبل أنه لا شيء يحدث في زمن مقداره 0 فعندما يحدث لدي عطل فإن ال relay يحتاج إلى زمن حتى يعمل الPickup ، فإذا زال هذا العطل فإنه أيضا يحتاج إلى زمن حتى يرجع لوضعه الطبيعي . ف ال Reset time هو الزمن الذي يحتاجه الrelay للرجوع إلى وضعه الطبيعي بعد إزالة العطل أو بعد زوال ال Pickup .

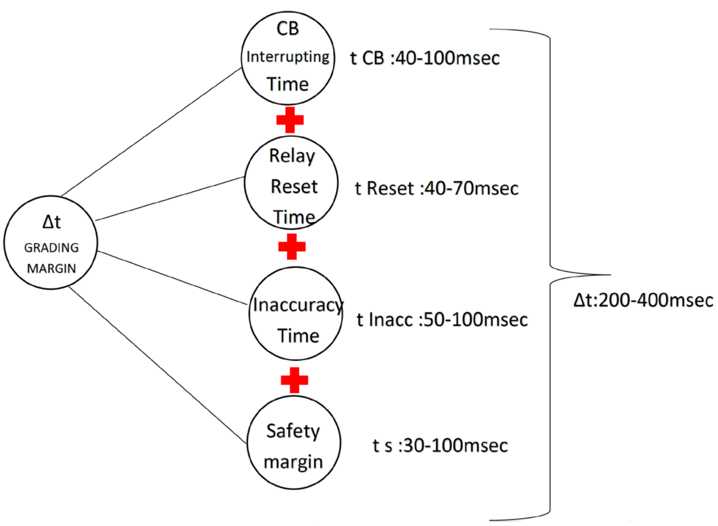
- أما العامل الثالث الذي يجب أن نأخذه بالاعتبار هو الخطأ في دقة قياس الزمن الtime inaccuracy ويكون في حدود من 50 الى 100 msec .

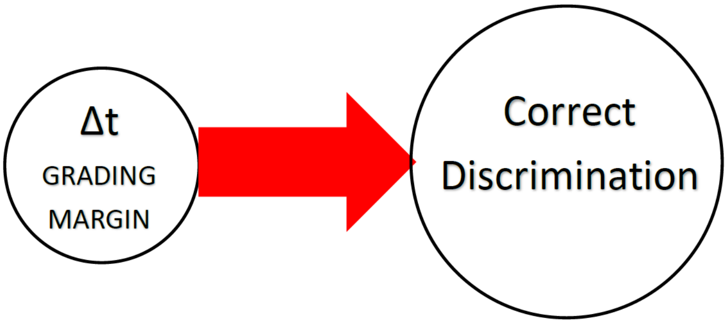
- والعامل الرابع هو ال safety margin والذي يكون في حدود من 30 إلى 100 msec .

إذن العوامل الأربعة الذي يعتمد عليها هذا ال Time Gap أو الذي يعتمد عليها relay Time Grading Margin :

- **العامل الأول ال tripping CB time**
- **والعامل الثاني ال Reset time relay**
- **والعامل الثالث ال time inaccuracy**
- بالإضافة إلى **العامل الرابع وهو الTime safety margin**

ومن الخبرات العملية وجد أن انسب قيمة لتحقيق التنسق الزمني بين الريليهات في حدود من 200 إلى 400 msec بين كل مرحلتين متتاليتين .
فإذا كانت المرحلة الأولى سوف تفصل بعد 1 sec مثلا ، فإن المرحلة الثانية يجب أن تفصل بعد 1.2 sec أو 1.3 sec أو 1.4 sec .





وكما قلنا من قبل أن الهدف من هذا التدرج الزمني هو لتحقيق ال correct discrimination بين كل stage أو مرحلة مختلفة والتي تليها .



حيث لو لم يكن هذا التدرج الزمني مأخوذ في الاعتبار عند حسابات ال overcurrent setting ، فإن هناك احتمال ولو 1% أن يعمل أكثر من مرحل لنفس العطل ، وعليه فإن ذلك يقودنا لصعوبة تمييز مكان العطل أصلا وذلك في حالات ال troubleshooting أو ال investigation بالإضافة لخسارة ال supply عن بعض ال loads بشكل غير ضروري .

المشهور عمليا هو استخدام قيم Grading Margin ثابتة في كل الحالات ولكن الأفضل والأدق هو حسابها في كل مرة حسب ال relay location أو حسب الRelay Technology المستخدمة كما في الجدول التالي .

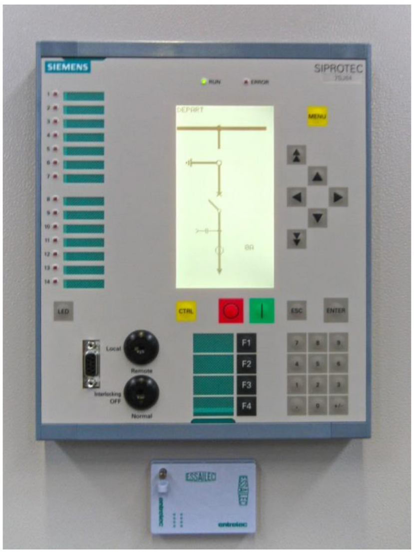
	Relay Technology			
	Electro-mechanical	Static	Digital	Numerical
Typical basic timing error (%)	7.5	5	5	5
Overshoot time (s)	0.05	0.03	0.02	0.02
Safety margin (s)	0.1	0.05	0.03	0.03
Typical overall grading margin - relay to relay(s)	0.4	0.35	0.3	0.3

حيث لا يمكن اعتبار قيم الGrading Margin لكل من ال electromechanical relay وال numerical relay بنفس القيمة .

Electromechanical



Numerical



وكذلك الحال في الstatic relays أو في ال digital relays ، و في نفس الوقت لا يمكن اعتبار ال oil CB tripping time هو نفسه في حال ال SF6 CB حتى لا نقع في فشل التنسيق الزمني.

Static

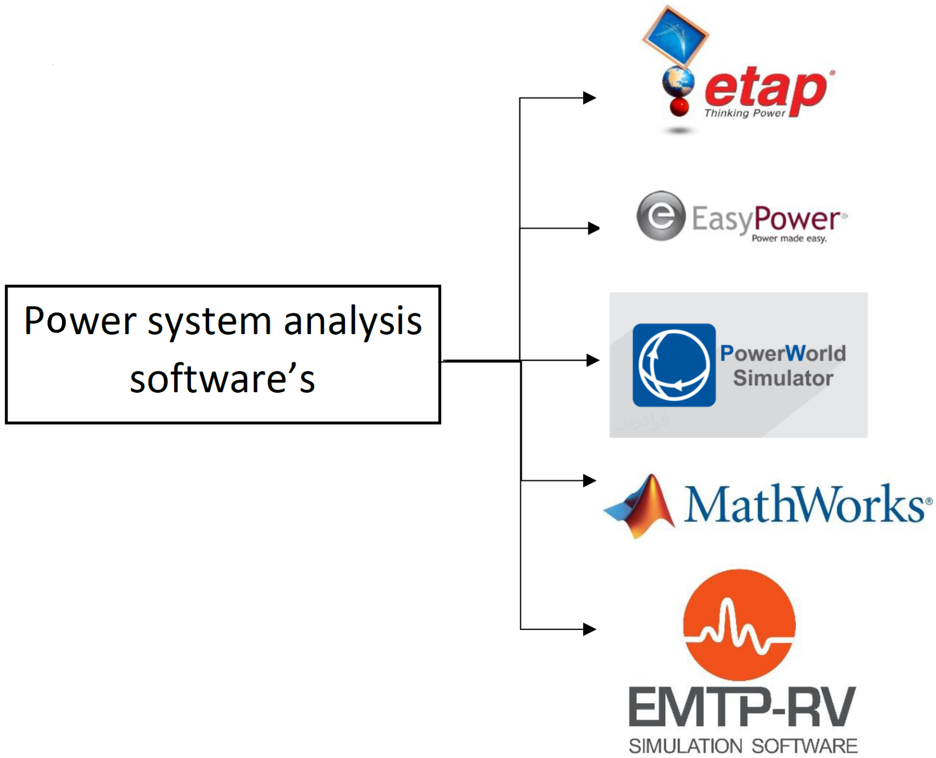


Digital

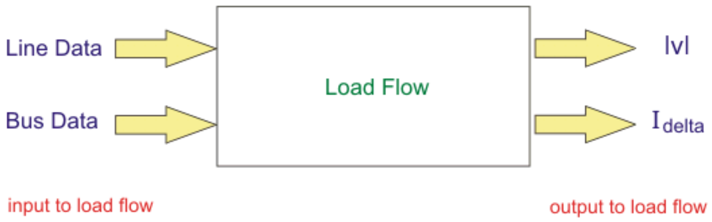


لذا لعمل أي coordination بين ال relays المختلفة يجب اتباع الخطوات التالية وهي خطوات أساسية لعمل أي دراسة :

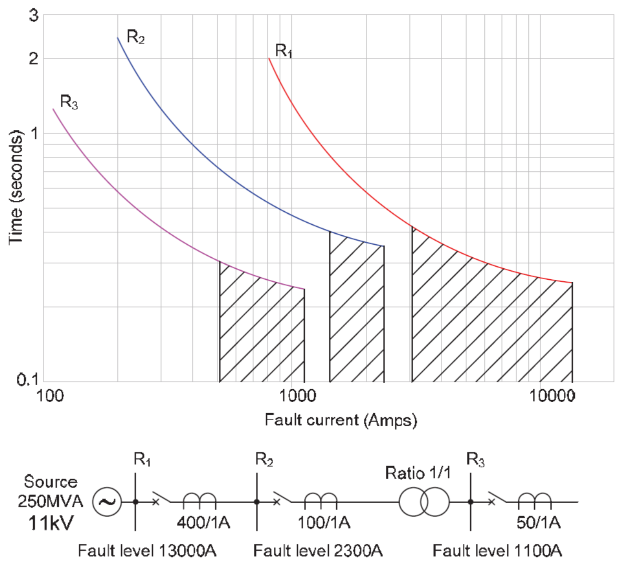
- الخطوة الأولى هو إجراء دراسة مفصلة عن حسابات ال short circuit في الشبكة ويمكن أن يتم ذلك يدويا في الشبكات الصغيرة ، أو باستخدام البرامج الجاهزة في الشبكات الكبيرة ، ومن هذه الدراسة فإننا نتوقع قيمة ال maximum و الminimum short circuit current والمتوقع مروره من خلال الbusbar



- الخطوة الثانية هي إجراء دراسة عن ال load flow لتحديد قيمة ال maximum load current ، والذي سوف يمر في كل تفريعة في الشبكة.

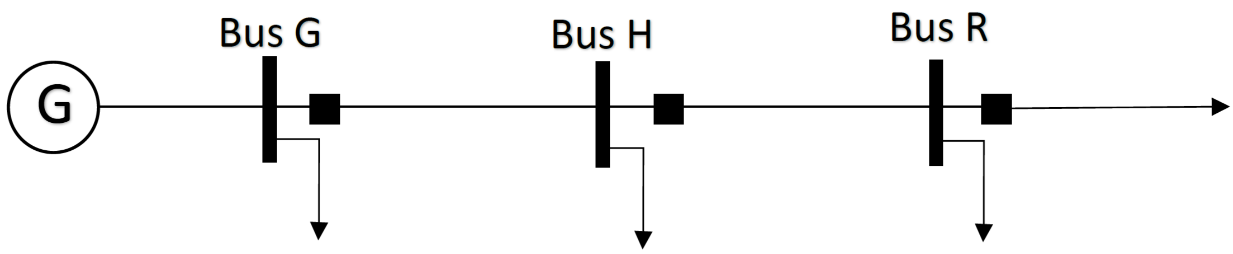


- ومن ثم في الخطوة الثالثة نقوم بتحديد الفاصل الزمني بين كل مرحلتين متتاليتين من خلال ال Time Gap ، و الذي قلنا أنه من 0.2 sec حتى 0.4 sec .

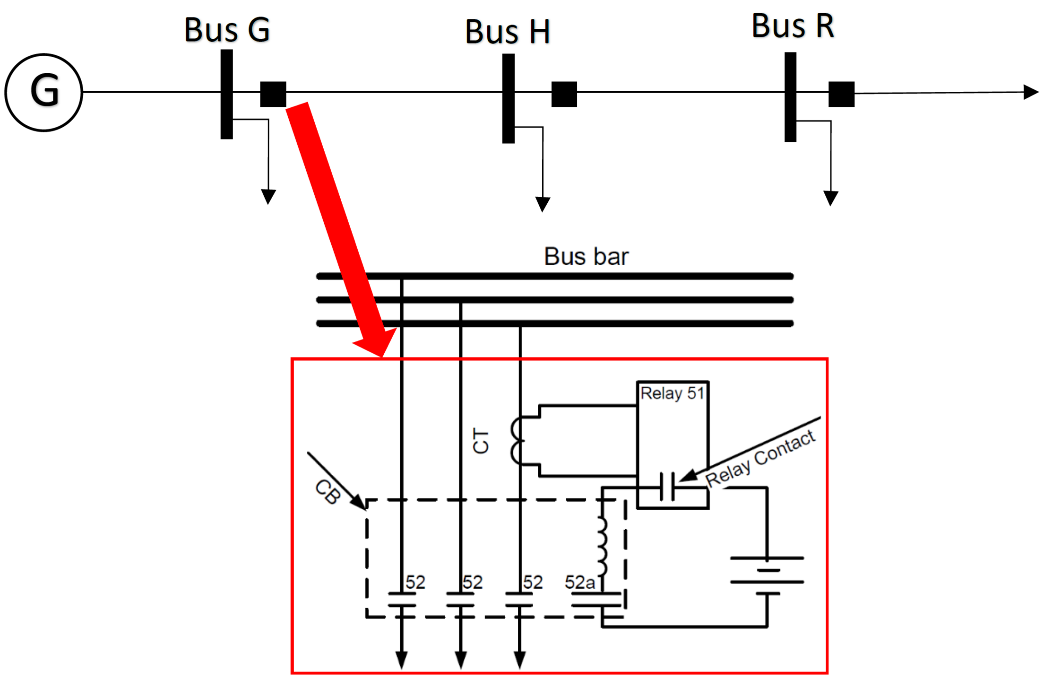


Overcurrent For Simple Radial Circuit

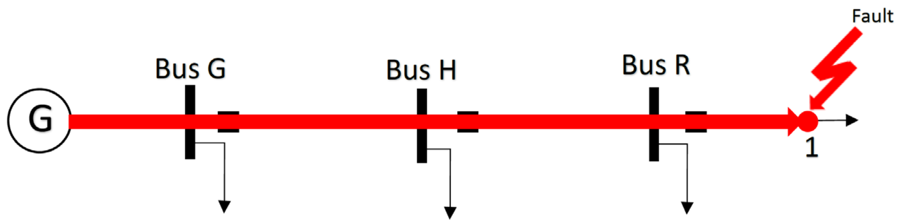
الآن دعونا نفهم توزيع ال relays على Simple radial circuit مع ذكر التعليقات المهمة عليها ، تتكون هذه ال Radial circuit -دائرة شعاعية- من three section وكل section يحتوي على one CB فقط ، هذا ال CB إذا فصل بسبب عطل فلا يوجد أي أحتمال أن يتم تغذية هذا ال Fault من الجهة الأخرى ، إذا كان هناك احتمال أن يتم تغذية العطل من ال Local ومن Remote End substation فيجب حينها وضع Two CB's بداية ونهاية الخط .

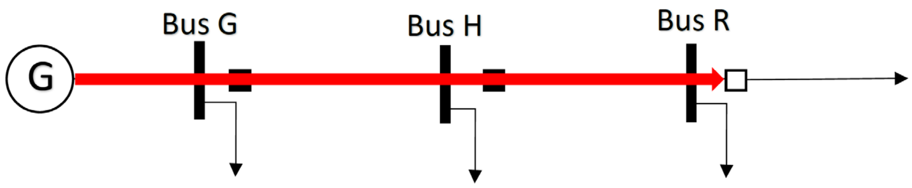


قبل البدء يجب أن لا ننسى بأن كل مربع أسود يحتوي على CT و Relay و CB معا ، وليس فقط CB.

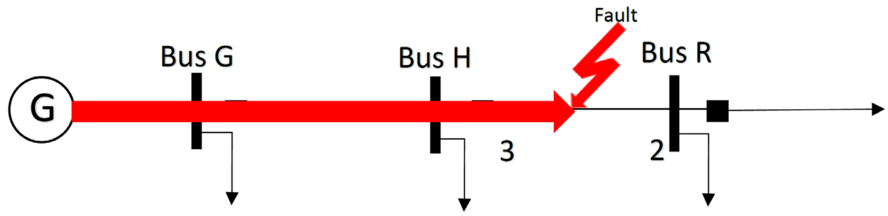


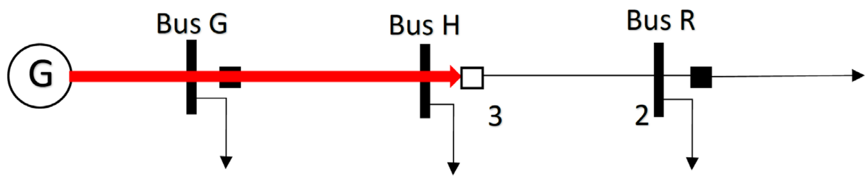
الآن إذا حدث عطل عند النقطة رقم 1 ، فيجب أن يفصل الCB والذي بجانب الBB-R لأنه أقرب قاطع للعطل , ومنه تأت تغذية العطل بشكل رئيسي , وهكذا تم عزل العطل .



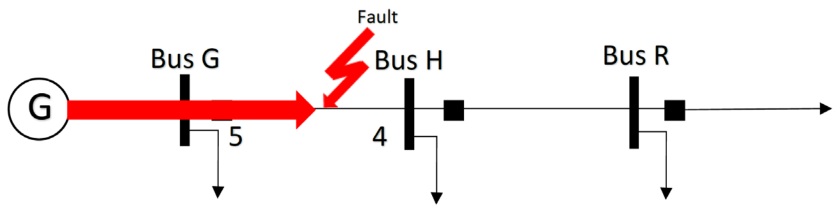


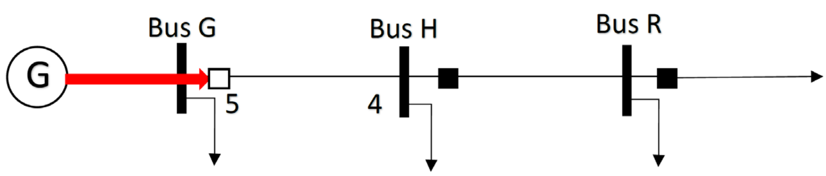
وإذا حدث عطل في المسافة التي بين النقطتين 2 و 3 فإنه يجب أن يفصل الCB الذي بجانب الBB-H



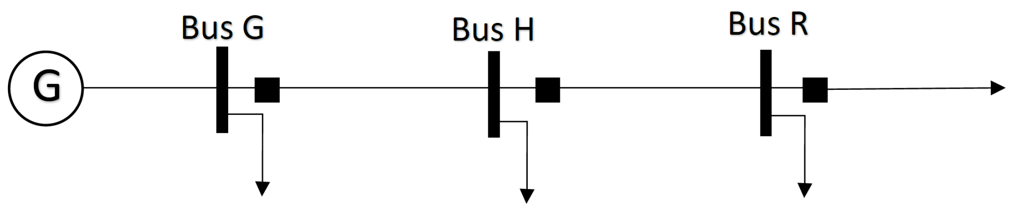


ونفس الشيء إذا حدث عطل في المسافة ما بين 4 و 5 فإنه يجب أن يفصل الCB الذي بجانب الBB-G

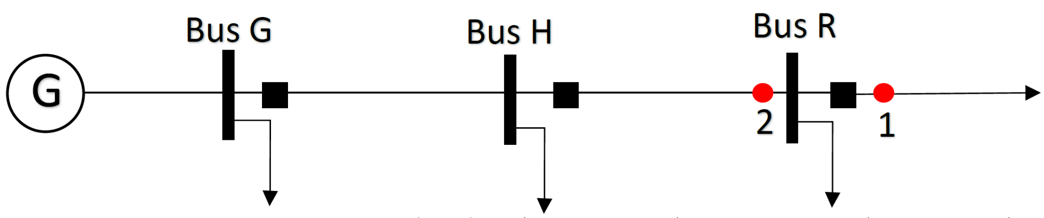




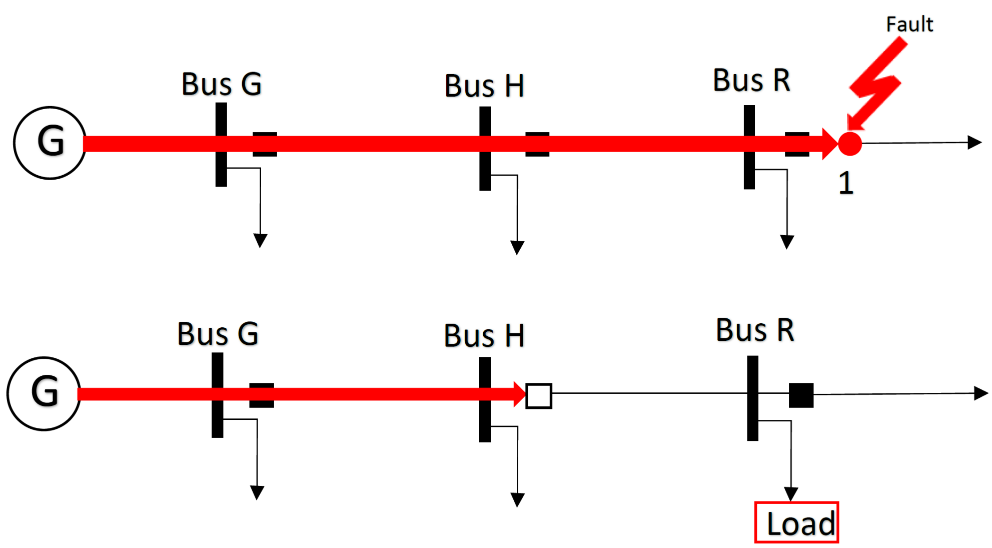
لا يوجد أي من هذه ال OC Relays تستطيع التمييز إن كان العطل على الخط المحمي الخاص به أم على الخط البعيد أو المجاور له .



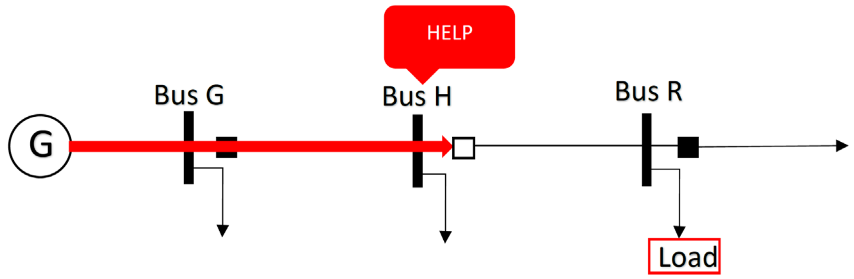
فلاحظ معي أن ال Relay عند الBB-H لا يمكن له التمييز بين العطل عند النقطة 1 أو النقطة 2 ، حيث قيمة ال Fault current المقاسة سوف تكون نفسها في كلا العطلين بسبب قربهم من بعض ، ولا يوجد فرق كبير في قيمة الImpedance الخاص بهم.



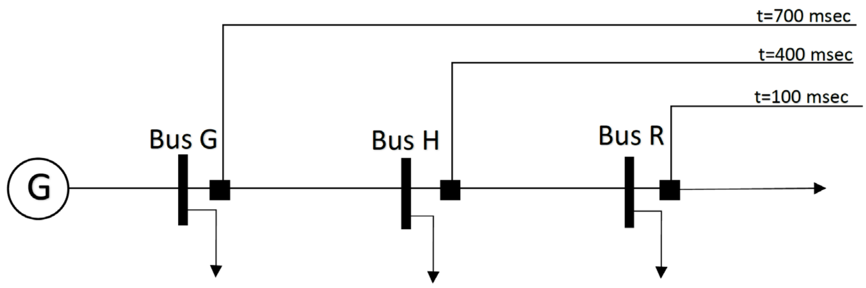
عند فتح ال CB عند الBB-H في حال حدث عطل على النقطة رقم 1 غير صحيح قطعا ، وذلك لسبب مهم هو أنني خسرت الLoad الذي عند ال BB-R بدون أي ضرورة .



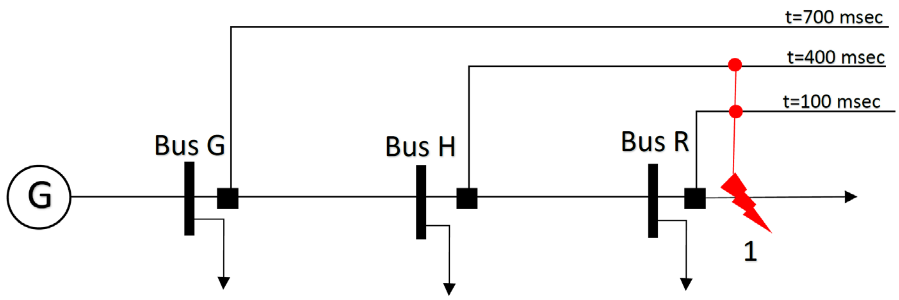
إذن كيف يمكن لي مساعدة هذا الOC Relay الذي عند الBB-H لتجنب أي تشغيل خاطئ .

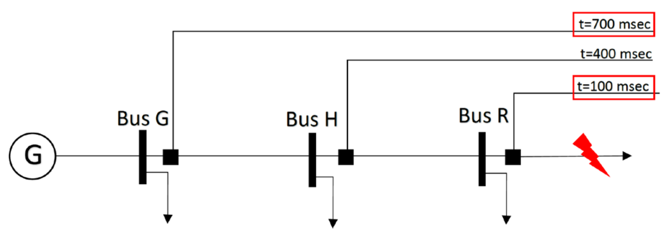


يمكن مساعدة هذا ال OC Relay لحل هذه المشكلة باستخدام فكرة عمل ال Relay time grading margin أو باستخدام ال Communication channels بين ال Local substation و ال Remote end substation .



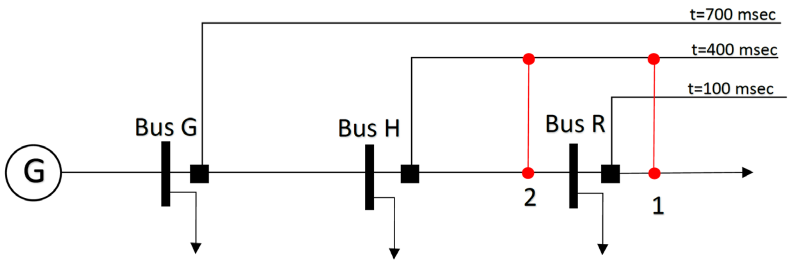
التأخير الزمني سوف يسمح للريليه الأقرب للعطل أن يفصل أولا ، فإذا حدث عطل على النقطة رقم 1 ، فإن ال R Relay يجب أن يفصل ، وفي حال أنه تعثر لأي سبب ما ولم يستجب R Relay ، فإنه وبعد Time Delay يجب أن يفصل H Relay وبالتالي فإن التأخير الزمني هذا وهو 400msec والذي قمنا بإضافته الى H Relay سمح لل R-Relay أن يفصل قبله .



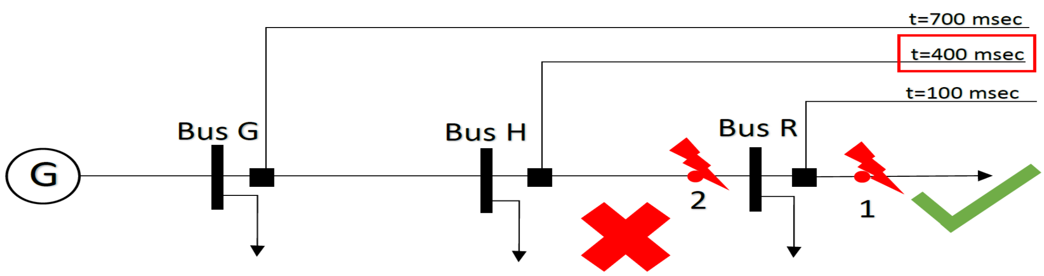


هذا التكنيك هو ما يسمى ب Coordination أو ال Selectivity ، والذي صمم ليعطي أقل زمن فصل للأعطال القريبة وزمن أطول للأعطال البعيدة .

الآن الH-Relay سوف يقوم بعمل تأخير زمني Time delay إذا حدث العطل في نقطتين إما النقطة 1 أو النقطة 2

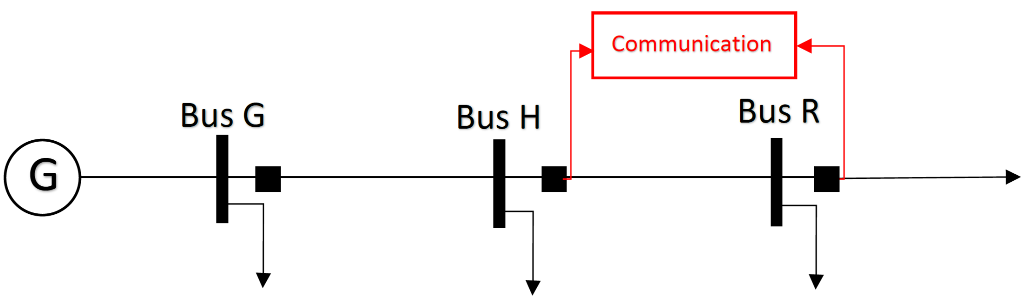


إذا حدث العطل على النقطة رقم 1 فلا مشكلة لدي في التأخير الزمني ، لأنه سوف يحدد لي تنسيق ب H و R ، أما إذا حدث العطل على الخط الخاص بي أنا ، والتي هي عند النقطة 2 ، فما هي الحاجة لوجود التأخير الزمني ، يعني عطل حدث ضمن منطقة حمايتي أنا ولا يوجد احتمال ولو 1% أن يعمل Relay آخر حتى يعزل العطل فلماذا أنتظر هذا الTime delay؟!

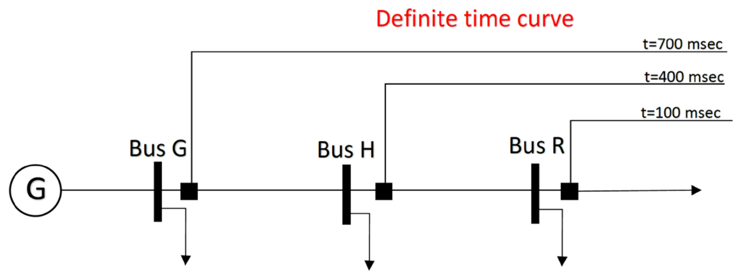


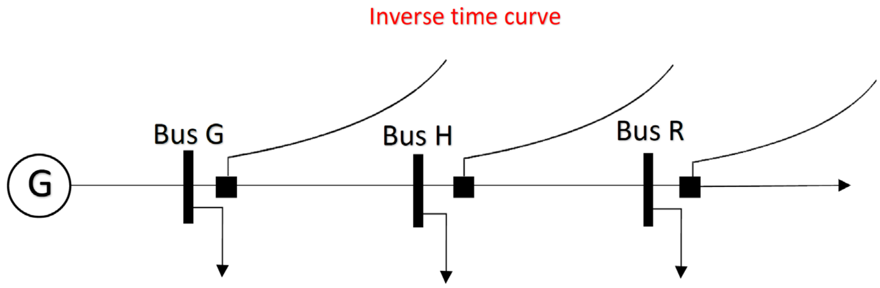
الحل إذن هنا باستخدام الCommunication scheme لتحديد مكان العطل هل هو Internal fault أو External Fault ؟

و Internal fault تعني أنه ضمن حمايتي أو ضمن منطقتي ، أما ال External Fault فتعني أن العطل حدث خارج منطقة حمايتي.

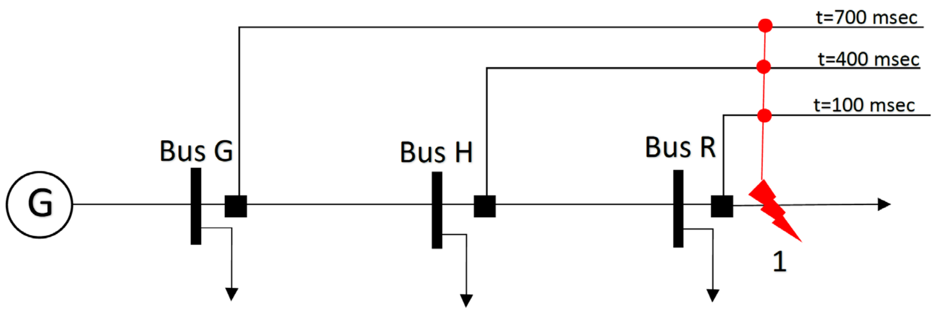


ويمكن لنا عمل تنسيق زمني باستخدام ال Definite time curve أو ما يسمى ب Fixed time curve أو بأستخدام ال Inverse time curve كما يظهر في الصورة.

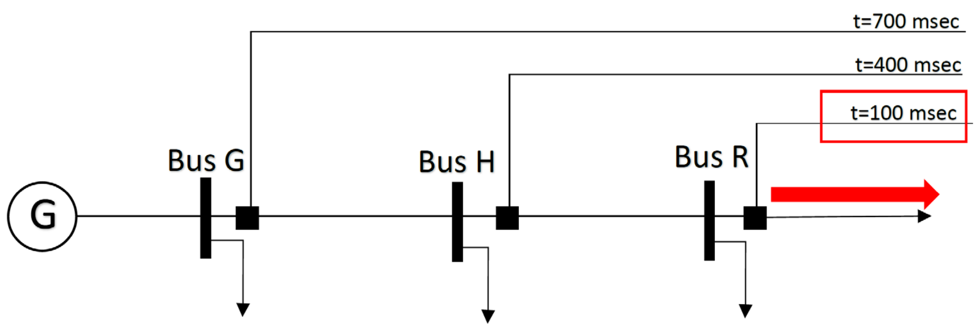




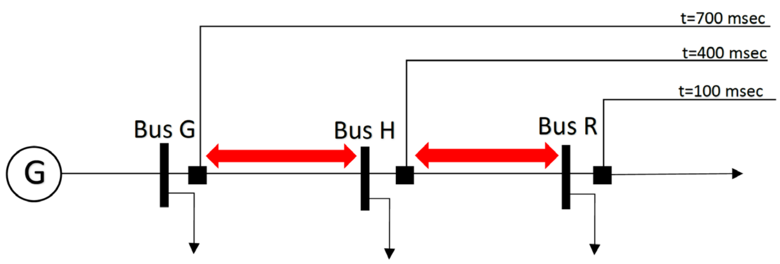
حيث إذا حدث عطل عند النقطة رقم 1 فإن ال R-Relay سوف يفصل أولا ، ومن ثم يفصل ال H-Relay ، ومن ثم يفصل ال G-Relay, حيث عادة ما نبدأ بالتنسيق الزمني من جهة ال Load إلى جهة ال Source أو يمكن العكس أيضا ، حيث يمكن أن يبدأ التنسيق الزمني من جهة الSource إلى جهة الLoad.



عندما نبدأ التنسيق الزمني من جهة ال Load أو من جهة ال Last feeder فإننا نستخدم معه instantaneous overcurrent أو Definite time overcurrent ، حيث لا يوجد أي تنسيق جهة الLoad ، وبالتالي فإننا لا نحتاج إلى أي Time Delay.

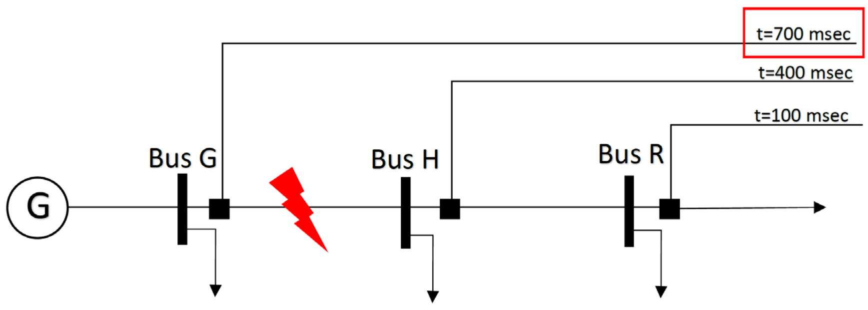


الH-Relay يقوم بالتنسيق مع الRelay الذي على يمينه وهو R-Relay والG-Relay يقوم بالتنسيق مع الRelay الذي على يمينه وهو الH-Relay ، ولا يوجد هناك أي Relay على يمين ال R-Relay ، لذا لا يوجد له أي تنسيق مع أي Relay آخر

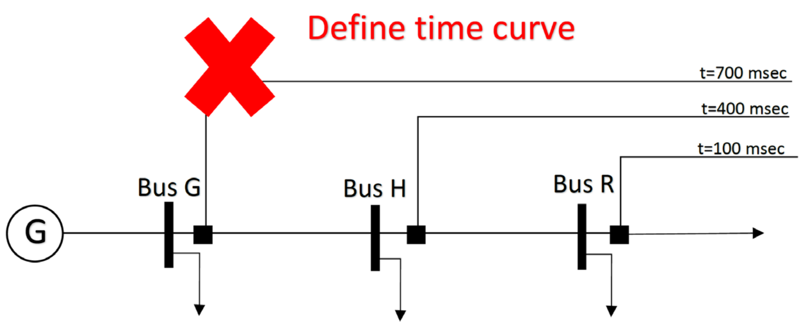


لهذا السبب نقوم بوضع ال Definite time overcurrent و instantaneous overcurrent في هذا ال Relay.

لو قمنا باستخدام الDefinite time curve مع جميع ال Relays الموجودة وهي R و H و G ، فإننا نلاحظ من خلال هذا التنسيق بأنه يمتاز بأن زمن التشغيل لكل Relay على حدى ، أي بأنه لا يعتمد على ال Fault Level ولكن قلنا من قبل أن من مساوئه هي أن الأعطال الكبيرة والقريبة من المصدر تحتاج إلى زمن طويل لفصلها , لاحظ أن زمن 700msec يعتبر طويل نسبيا لعزل عطل وقع على المنطقة ما بين H و G

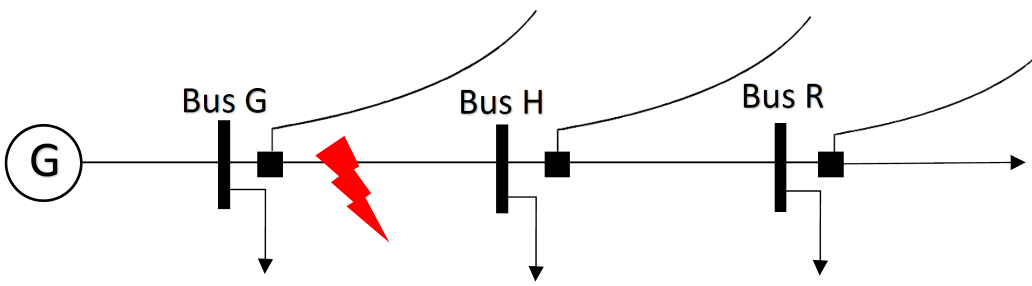


لهذا السبب فإنه لا يفضل استخدام هذا الترتيب خاصة في حال الRadial Feeder.

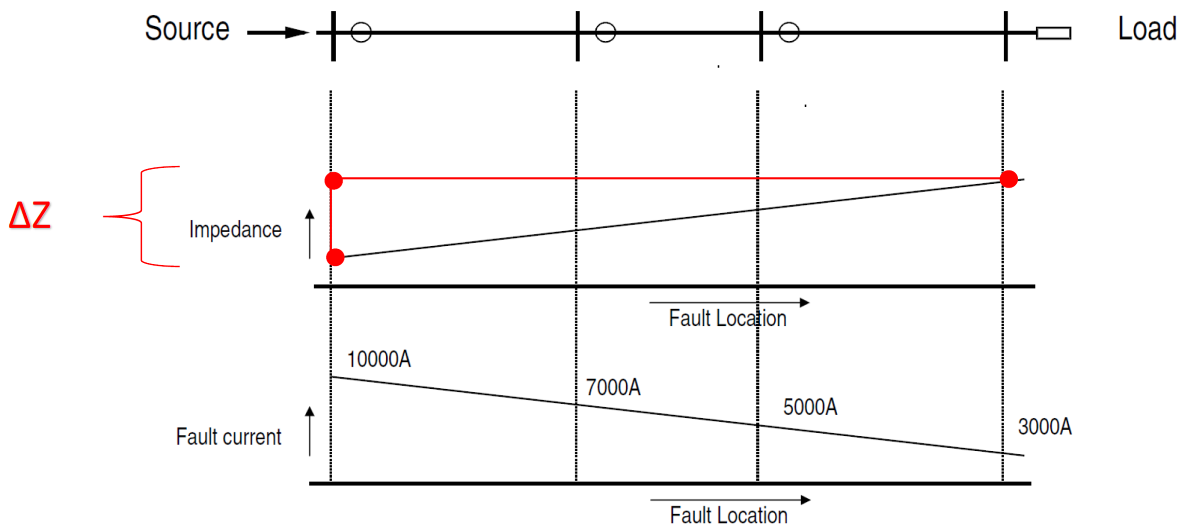


أما لو قمنا باستخدام التنسيق الزمني بين ال Relays باستخدام ال inverse time characteristics ، فإن الأعطال القريبة من ال Relay وتعطي تيار عطل كبير سوف تفصل بشكل أسرع ، ولكن للأسف مع اختلاف ظروف التشغيل من maximum load إلى minimum load ، فإن زمن الفصل سوف يختلف بشكل كبير ومع أن هذا الترتيب يمكن أن يعطي زمن طويل للأعطال البعيدة ، و التي هي على Remote bus إلا أنه يستخدم في الأنظمة الكهربائية بشكل شاسع.

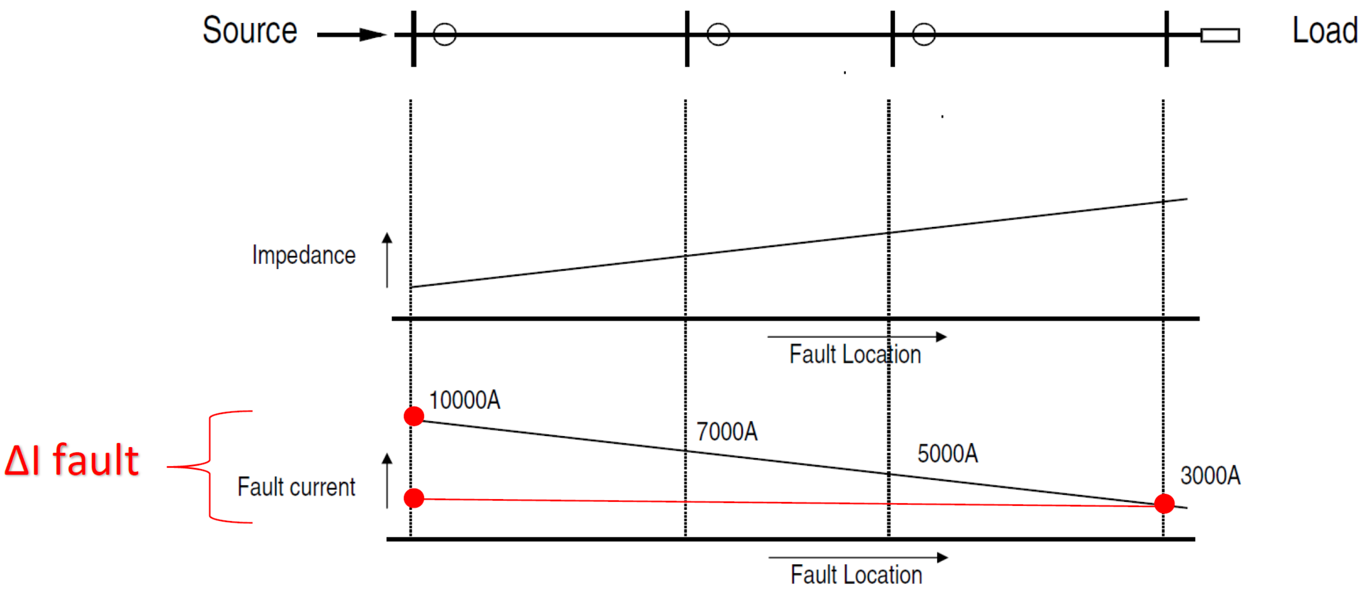
Inverse time curve



وطول الخط هو عامل مهم جدا ، **فإذا كان الخط قصير** ، فإن فرق الImpedance في بداية ونهاية الخط قريب ، و زمن الفصل يكون أيضا قريب حيث في هذه الحالة يفضل استخدام ال Definite time curve أكثر من استخدام Inverse time curve.



إذن فنحن نستخدم الDefinite time curve في حال أنه لا يوجد تنسيق مع حمايات أو Relays أخرى في الشبكة أو عندما يكون الاختلاف في قيمة تيار العطل القريب والبعيد صغير ، أما ال Normally inverse curve فيفضل استخدامه في الخطوط الطويلة ، أي عندما يكون قيمة تيار العطل في نهاية الخط أصغر منه بكثير عن بدايته .



ويستخدم أيضا الVery inverse curve أو الExtremally inverse curve في حال الخطوط الطويلة ، بالإضافة إلى الحالات التي ينتج عنها تيار عالي عند إعادتها للخدمة ك حالات Large motor starting current ، أو حالة ال Transformer inrush transient current.





لا يوجد وسائل علمية معروفة لتحديد شكل المنحنى المثالي لكل حالة ، ولكن ما تم ذكره هو ما يتم استخدامه على أرض الواقع وفي سوق العمل .

الآن سوف نشرح لكم عن **كيفية ضبط ال instantaneous overcurrent.**

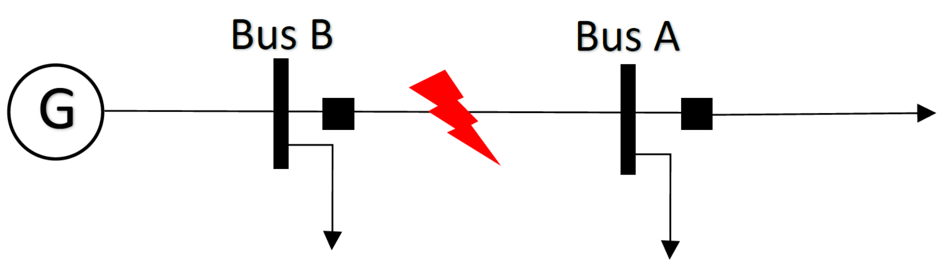
ذكرنا أن instantaneous overcurrent relays مناسبة للأعطال الخطيرة ذات التيار العالي ، لأنها تفصل لحظيا بمجرد أن يتعدى قيمة تيار العطل قيمة ال setting current ولا يوجد بها أي تأخير زمني.

وقلنا أن ما يعيب ال instantaneous overcurrent relays هو صعوبة التنسيق الزمني بين ال Relays المختلفة وخاصة إذا كان هناك خطين قصيرين في الطول ومتتاليين ، وبالتالي فإنه يجب أن نأخذ عدة اعتبارات في الحسبان عند حساب ال setting الخاصة ب instantaneous overcurrent relay .

إذا كان ال Relay مستخدم لوقاية خطوط متتابعة ، فإن قيمة 50-pickup يجب أن تضبط بحيث تفصل عند قيمة أعلى من 125% من قيمة symmetrical fault current عند المحطة التالية ، فمثلا عند ضبط Relay B فإنه يجب أولا تحديد أقصى تيار عطل عن BB-A ، وبعدها نضبط وحدة الفصل اللحظي ل Relay على قيمة أعلى من قيمة الI short circuit التي على BB-A بنسبة تتراوح من 20% إلى 50% ، وغالبا ما نختار 125% ، أما الجهاز الأخير والذي لا ينسق مع أحد فتضبط قيمة ال instantaneous trip له من نصف قيمة ال Short circuit current المارة به.

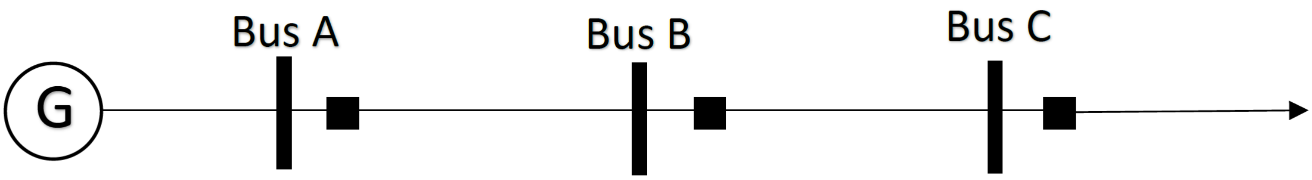
I(B)>>=(120-150)% *I sc max @Bus-A

I(A)>>=(50)% *I sc max @Bus-A

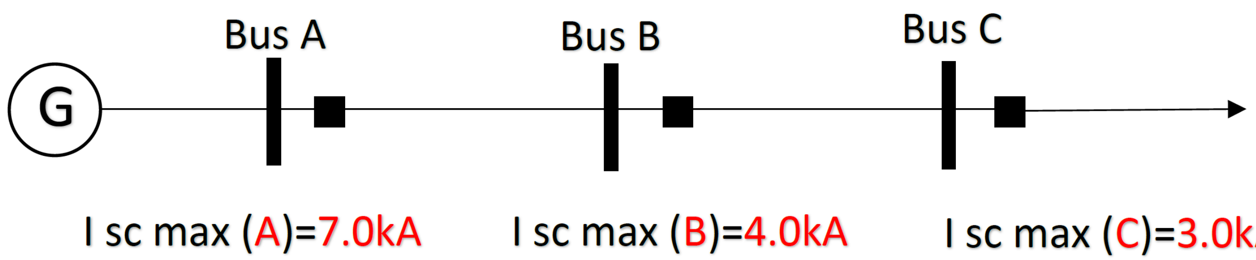


لاحظ أن خطوات الضبط تبدأ دائما من النقطة الأبعد عن المصدر ثم تتجه بالتدريج حتى تصل إلى المصدر.

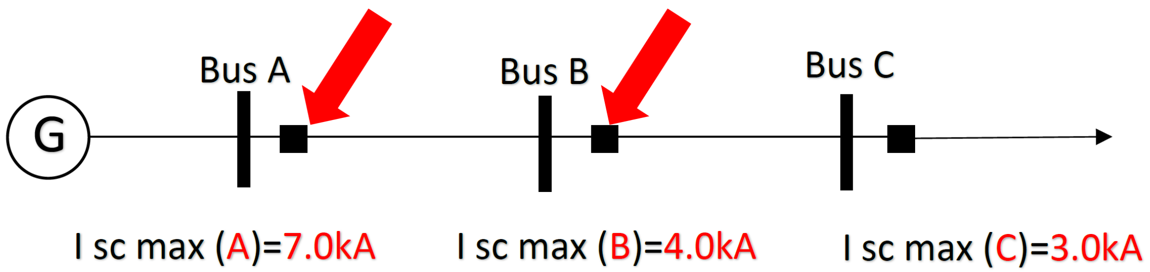
الآن دعونا نأخذ هذا المثال على ضبط قيمة ال Pickup value لل instantaneous overcurrent



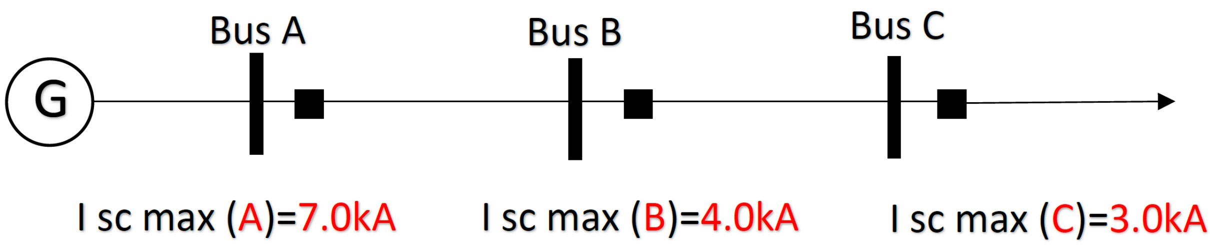
نلاحظ من هذا المثال أنه يوجد لدي ثلاث CB's واحد على كل section ، ولاحظ أن قيمة الmaximum short circuit current عند الBB-C تساوي 3KA وهي قيمة أقل من قيمة الshort circuit current عند ال BB-A والتي تساوي 7KA ، وذلك بسبب قيمة ال impedance كما قلنا من قبل ، حيث كلما ابتعد العطل عن ال source كلما قلت قيمته ، بسبب ازدياد قيمة الimpedance التي يراها الRelay.



الآن نريد أن نقوم بضبط قيمة ال Pickup value لل instantaneous overcurrent الخاص ب ال Relay B والRelay A



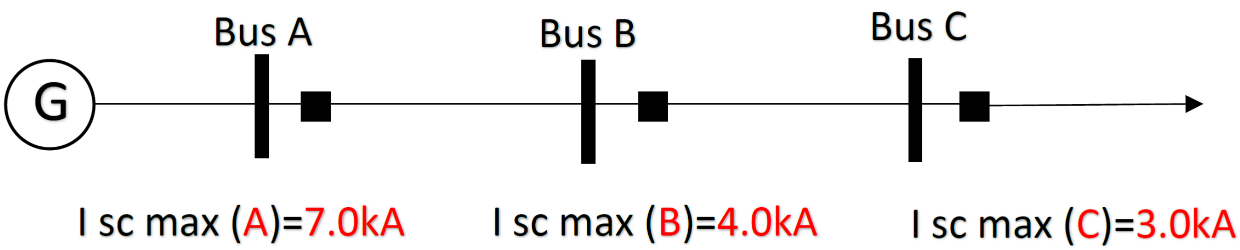
وكما قلنا أنه لضبط قيمة ال Pickup value لل instantaneous overcurrent الخاص بالRelay B ، فإنه يجب أولا تحديد أقصى تيار عطل عند الBB-C ، و من ثم نقوم بضبط ال قيمة ال Pickup value لل instantaneous overcurrent الخاص بال Relay بحيث تفصل على قيمة 120%of IFmax @BBC



I(B)>>= 120% *I sc max @Bus-C

=1.2*3.0=3.6kA

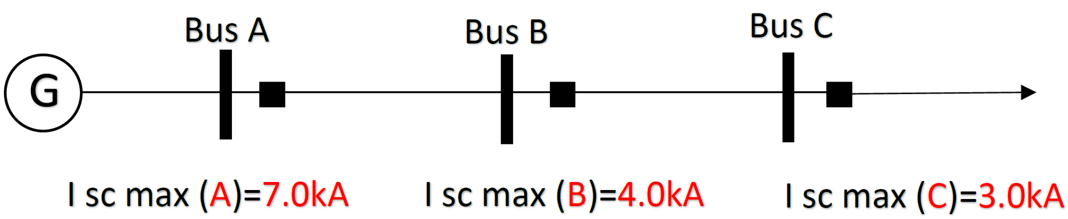
فتكون قيمة الضبط بحيث تكون 3.6kA=3kA*1.2 ، و بنفس الطريقة لضبط ال Pickup value لل instantaneous overcurrent الخاص بال Relay فإننا نقوم بحساب أقصى تيار عطل عند الBB-B ، وبالتالي فإن قيمة الضبط تكون 120% من 4kA وتساوي 4.8kA



I(A)>>= 120% *I sc max @Bus-B

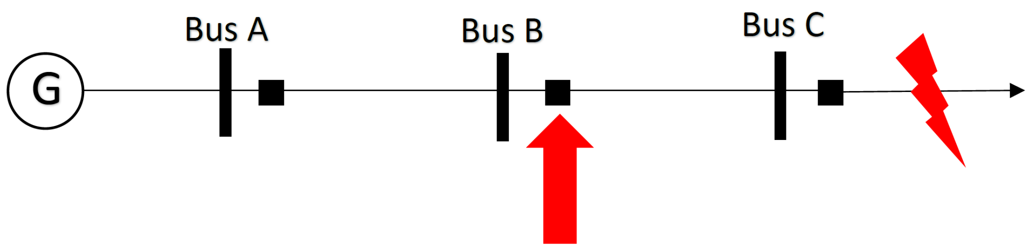
=1.2*4.0=4.8kA

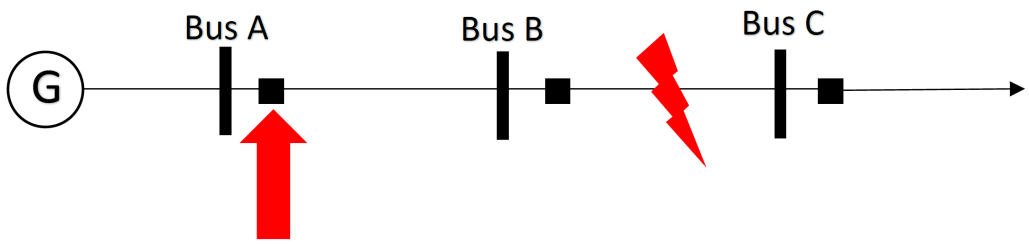
أما ال Relay الأخير والذي لا ينسق مع أحد فتضبط قيمة ال instantaneous overcurrent له على قيمة أعلى من نصف قيمة الmaximum short circuit current والمارة من خلاله.



I(C)>>= 50% *I sc max @Bus-C =0.5*3.0=1.5kA

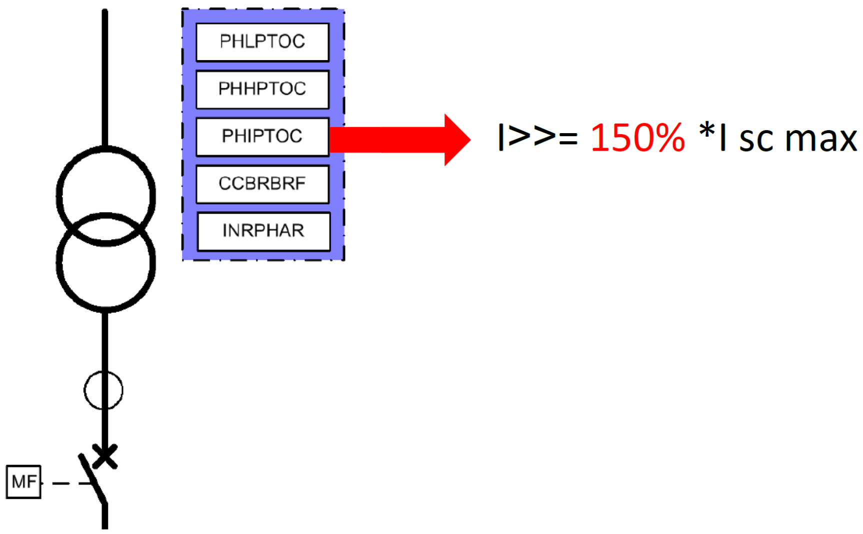
والهدف من هذا التنسيق هو تجنب أن يفصل الRelay B بسبب وجود عطل أمام Relay C ، و كذلك الحال تجنب أن يفصل الRelay A بسبب وجود عطل أمام الRelay B وهكذا.





وبخصوص نسبة 20% الى 50% الزائدة فقد تم اختيارها لتجنب أن يفصل ال Relay لحظيا بسبب عطل أما الRelay A

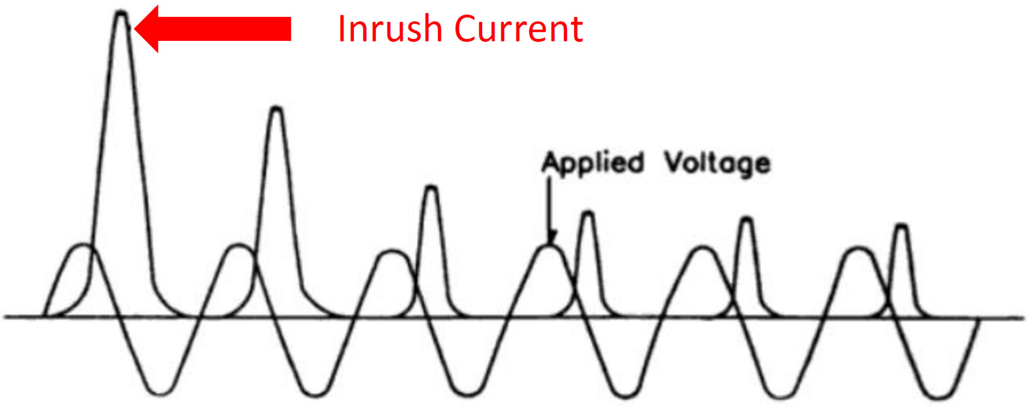
حيث أنه من المعلوم أن هناك احتمالات للخطأ لتحديد قيمة التيار نتيجة أجهزة القياس أو غيرها مثلا ، ولكن مجمل هذه الأخطاء تكون أقل من نسبة ال 20% من قيمة تيار العطل لذا تم اختيار هذه النسبة. وهذه النسبة قد تزيد إلى 50% في حال تم استخدام ال instantaneous overcurrent في جهة ال Primary side الخاص بPower transformer



وذلك حتى نتجنب أي فصل خاطئ محتمل وخاصة بعد إضافة عنصر جديد وهو Inrush current على جهة ال Primary لذا تم رفع نسبة الخطأ المحتمل إلى 50% بدلا من 20%

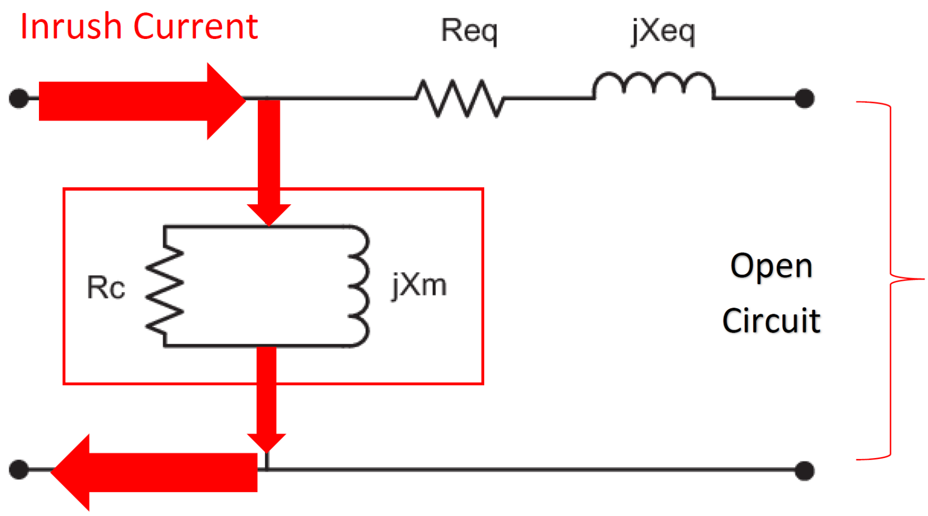
والتعامل مع ال transformer inrush current يختلف بشكل كبير عن التعامل مع cold inrush current فما هو الفرق بينهما ؟

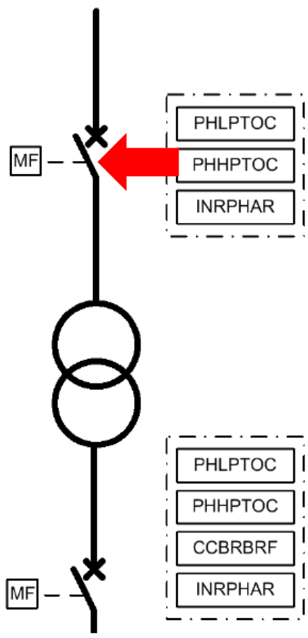
ال Transformer inrush لا يظهر إلا عند بداية تشغيل المحول وقد تصل قيمته إلى خمس أو ستة أضعاف التيار الطبيعي ، أو قد تصل أيضا إلى عشرين ضعف التيار الطبيعي حيث تعتمد على سعة المحول.



وليس هذا هو أساس المشكلة حيث inrush current لا يستغرق سوى ثانية أو أكثر قليلا، ويمكن أن تقل قيمته خلال هذه المدة الوجيزة.

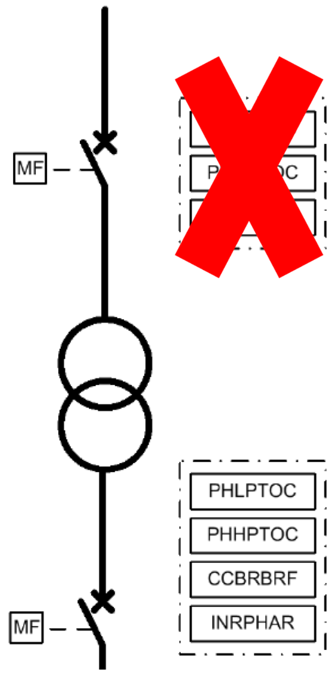
ولكن المشكلة الكبرى أن هذا الinrush current لا يمر إلا في ال Primary side الخاص بال Power transformer ولا يمر في secondary side لأنه Seconday ما زال مفتوح أصلا , و لأنه يمر فيما يسمى ب transformer magnetization circuit





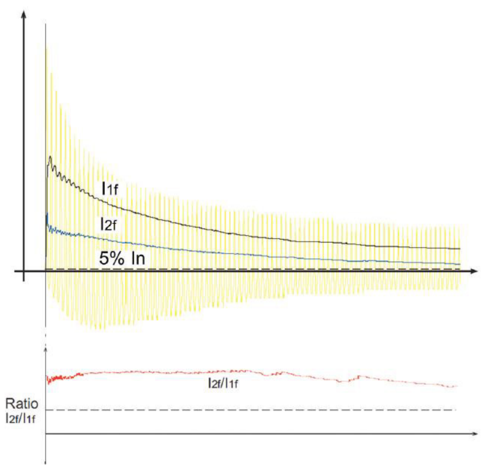
ويمكن عندما يمر هذا inrush current في الPrimary side power transformer أن يتحسس وجوده ال overcurrent relay المركب على هذه الجهة , فيظن أنه عطل فيعطي أمر لفصل للمحول بشكل خاطئ مع أن هذه الظاهرة هي ظاهرة طبيعية وموجودة في كل المحولات.

وهناك عدة طرق لتجنب فصل ال Relay بشكل خاطئ عند مرور الinrush current ، فيمكن أن نقوم بتعطيل الحماية على هذا المحول لفترة وجيزة لحين دخول المحول إلى الخدمة و زوال ال inrush current ومن ثم تفعيل الحماية مرة أخرى.



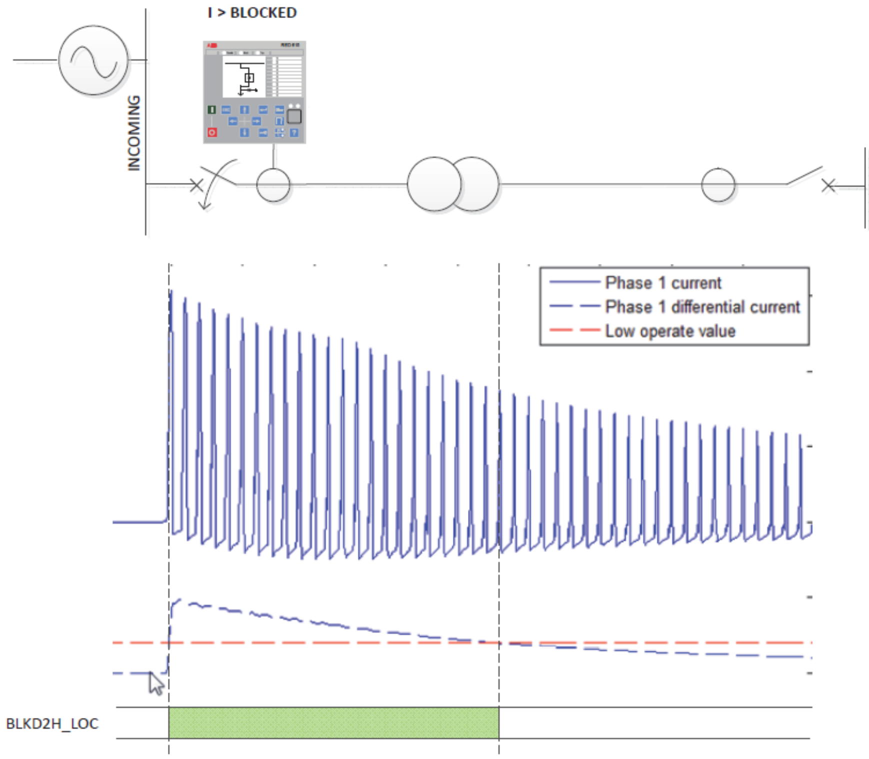
وهذا الحل على بساطته إلا أنه خطير جدا لأنه قد يتصادف حدوث عطل عند دخول المحول إلى الخدمة وقد يؤدي ذلك إلى تدمير المحول ، حيث لا يوجد أي حماية عليه ، وأحيانا يتم تجنب الفصل الخاطئ عند مرور ال inrush current بطريقة أقل خطورة وهي بتقليل حساسية الRelay وذلك من خلال رفع ال Setting الخاص به

$$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$$



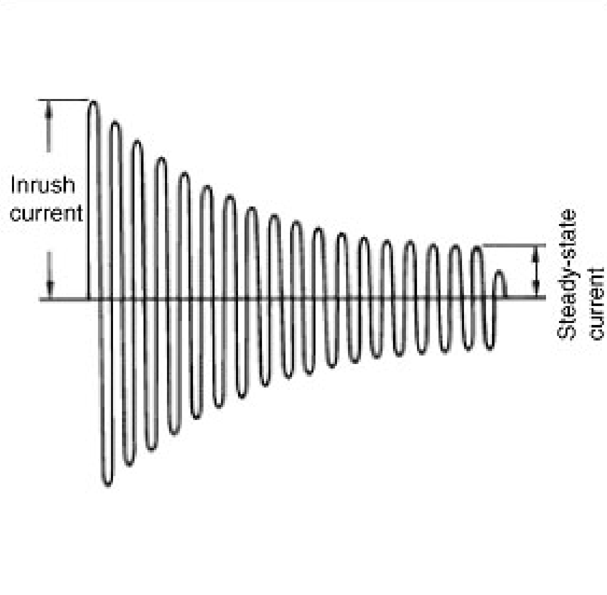
ومن الطرق المشهورة والمستخدمة بكثرة وخاصة مع الأجهزة الحديثة Numerical Relay هو استخدام ال 2nd harmonic block ، وسبب اختيار ال 2nd harmonic block هو أنه عند تحليل الinrush current وجد أنه غني بنسبة عالية من 2nd harmonic ، لذا تم تمييز تيار العطل عن inrush current بأنه إذا كان التيار يحتوي على نسبة عالية من 2nd harmonic فهو inrush current وإذا كانت نسبة الinrush current قليلة فهو fault current حقيقي.

فعند تشغيل المحول فإن الRelay يقوم بشكل سريع جدا بتحليل قيمة التيار الناتجة من تشغيل المحول فإذا كانت هذه القيمة تحتوي على 2nd harmonic عالية و بقيمة أعلى من قيمة ال setting وهي 20% مثلا ، فإنه يرسل إشارة block لنفسه حتى يمتنع عن إعطاء أي تشغيل خاطئ لل Relay ، أما إذا كانت النسبة أقل من 20% فإنه يسمح لل overcurrent function بإعطاء إشارة الTrip ، ويجب التنويه هنا أن 2nd harmonic b تقوم بعمل Block لحالة الTrip فقط حتى لا يفتح القاطع ، بينما يمكن أن تظهر لدي اشارة Start .



أما ال Cold inrush current فإنه عند انقطاع التغذية عن مدينة ما فإن الناس عادة ما يتركون الأجهزة الكهربائية كالإنارة و التلفاز والثلاجة دون غلق سهوا .

فإذا افترضنا أن 50% من أجهزة التكييف لم يتم فصلها بعد انقطاع التيار الكهربائي فهذا معناه بأنه عند رجوع التيار ، فإن كل هذه الأجهزة سوف تعمل في نفس اللحظة وسوف ينشأ ذلك مرور تيار عالي سوف يمر من كل الfeeders وهذا ما نسميه ب ال Cold inrush Current حيث سمي بهذا الاسم ، وذلك لأنه يحدث عند بداية التشغيل وبعد توقف طويل ، ورغم أن هذا التيار عالي القيمة إلا أنه سرعان ما ينخفض بصورة طبيعية خلال ثواني ، لأنه يمثل في معظمه Starting current.

Load type	Inrush current/steady-state current	Waveform
Solenoid	Approx. 10 times	
Incandescent bulb	Approx. 10 to 15 times	
Motor	Approx. 5 to 10 times	
Relay	Approx. 2 to 3 times	
Capacitor	Approx. 20 to 50 times	
Resistive load	1	

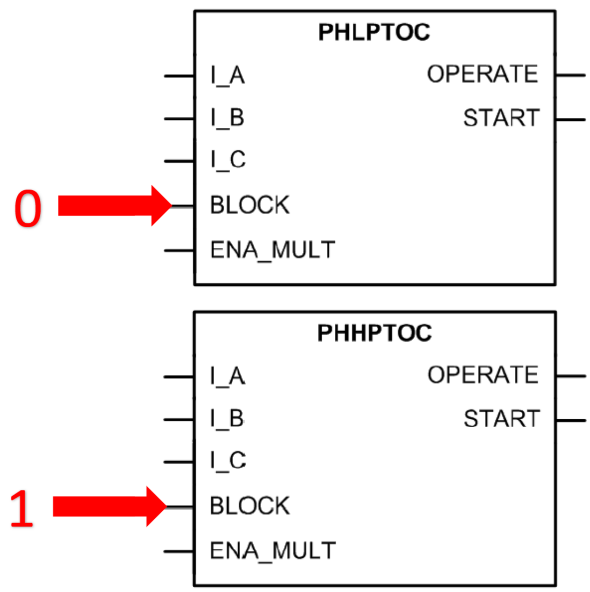
إلا أن بعض ال Overcurrent relay قد تتأثر بقيمة هذا التيار العالي ، فتظن بأنه fault فتقوم بفصل ال feeders بناءا على ذلك ، ولحل هذه المشكلة فإنه يمكن تشغيل ال Overcurrent relay على منحنى له زمن فصل طويل نسبيا ، أو يمكن أن نقوم برفع قيمة الTMS لعدة ثواني لحين رجوع التيار إلى طبيعته ، و بعدها يقوم الRelay بالرجوع إلى المنحنى الأصلي المصمم له

وهذا الحل أفضل من الحلول الأخرى والتي تقوم بفصل ال Overcurrent relay تماما من الخدمة لحين رجوع الكهرباء لعدة ثواني حتى يسمح inrush current بالمرور دون مشاكل ، فكما قلنا بأن هذا الإسلوب ينطوي على مخاطر كبيرة حيث يمكن أن يتصادف مع وجود عطل حقيقي بداية التشغيل بدون أي حماية .

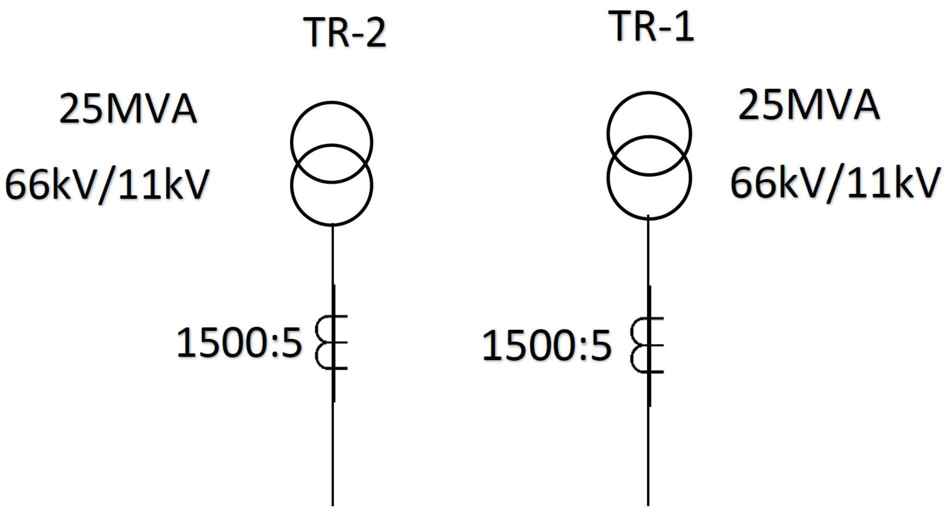
كيف يمكن لي أن أنتقل من منحنى تشغيل إلى منحنى تشغيل آخر بعد عدة ثواني عند بداية التشغيل؟

يتم ذلك من خلال وجود selector switch على اللوحة و هذا الselector switch يتم من خلاله اختيار المنحنى المطلوب، حيث يتم توصيل أحد Output conatct لهذا ال SW الى الbinary input الخاص بال Relay فيتم اختيار المنحنى المطلوب من خلال تغيير الSW الموصول بالBI الخاص بهذا الRelay.ومن خلال الBI يتم اختيار المنحنى المطلوب داخل Relay configuartion فمثلا إذا كان 1 اختر المنحنى الأول وإذا كان 0 اختر المنحنى الثاني.

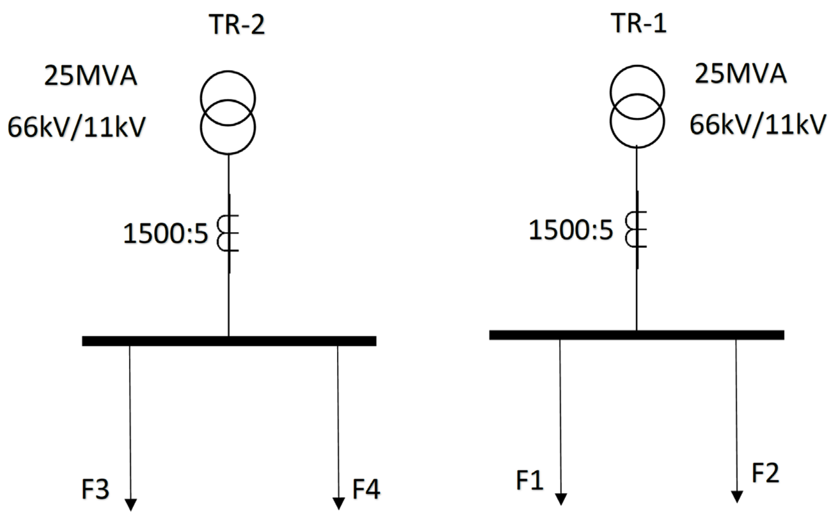




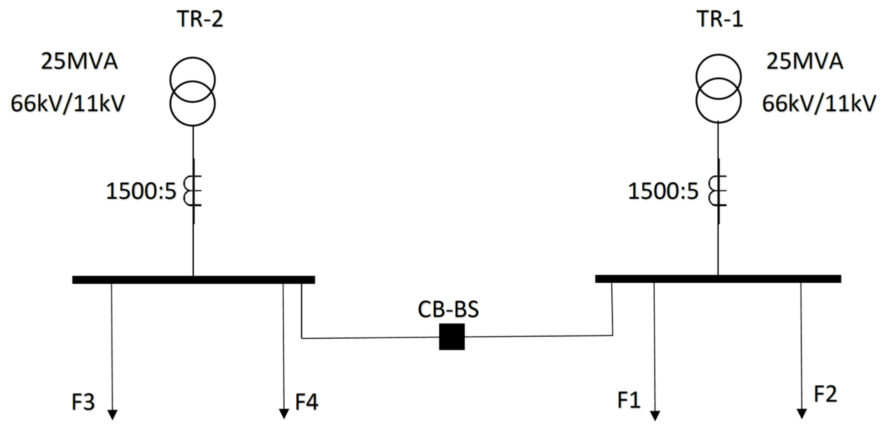
الآن دعونا نأخذ مثال عملي شامل على ال overcurrent relays ، حيث المطلوب هو عمل ال overcurrent setting لجميع الrelays المركبة على هذه الequipment's المختلفة ، حيث نلاحظ من خلال هذا ال single line diagram الظاهر في الصورة أنه يوجد لدي محولين power transformer ، قدرة كل واحد منهم 25 MVA ويقوم بالتحويل من 66 إلى 11 kV ومركب CT جهة ال secondary side لل power transformer يحول من 1500 إلى 5A .

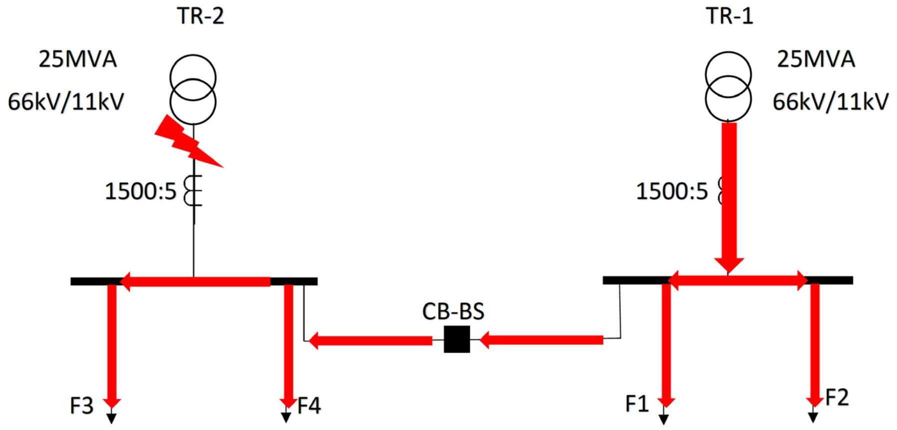


لاحظ معي أن كل transformer يقوم بتغذية Two Feeders فال Feeders 1 و 2 يتغذى من TR-1 وال Feeders 3 و 4 يتغذى من TR-2

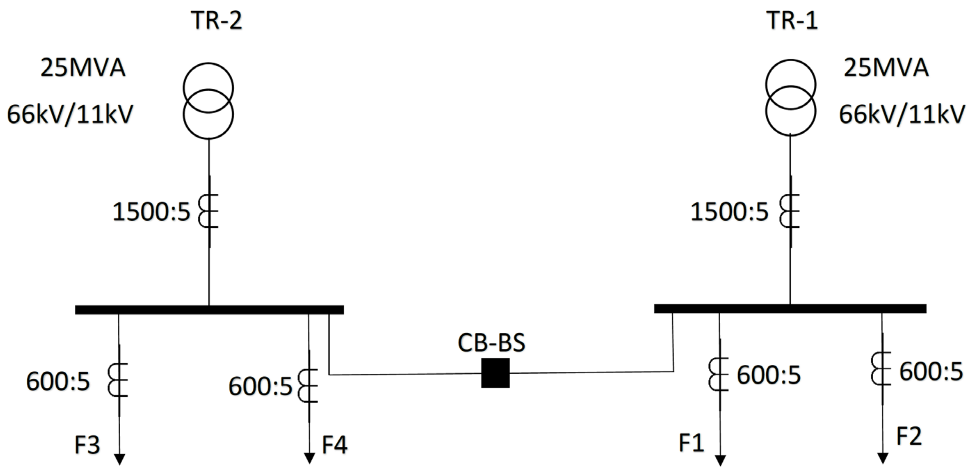


ويمكن أن يعمل كلا المحولين على التوازي في حال تم إغلاق هذا ال CB bus section ، أو يمكن أن يغذي transformer واحد فقط ال 4-feeders في حال خروج أحد ال transformers من الخدمة للصيانة أو لسبب fault مثلا.

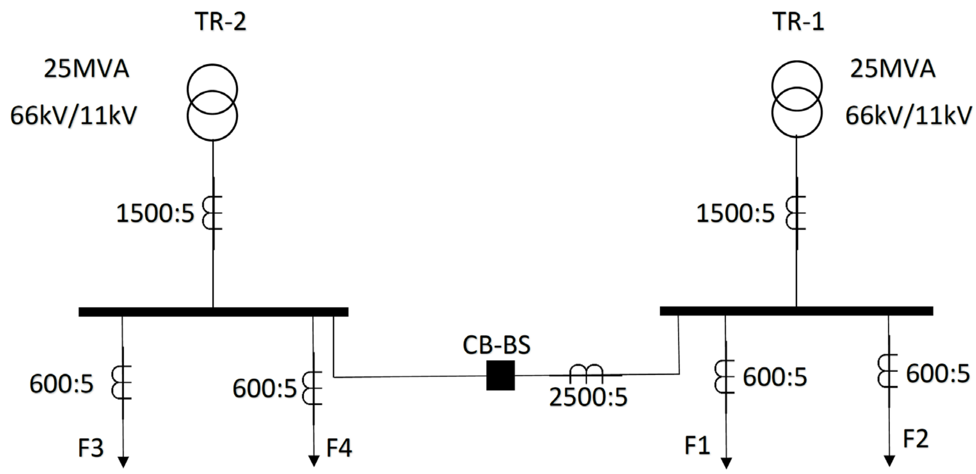




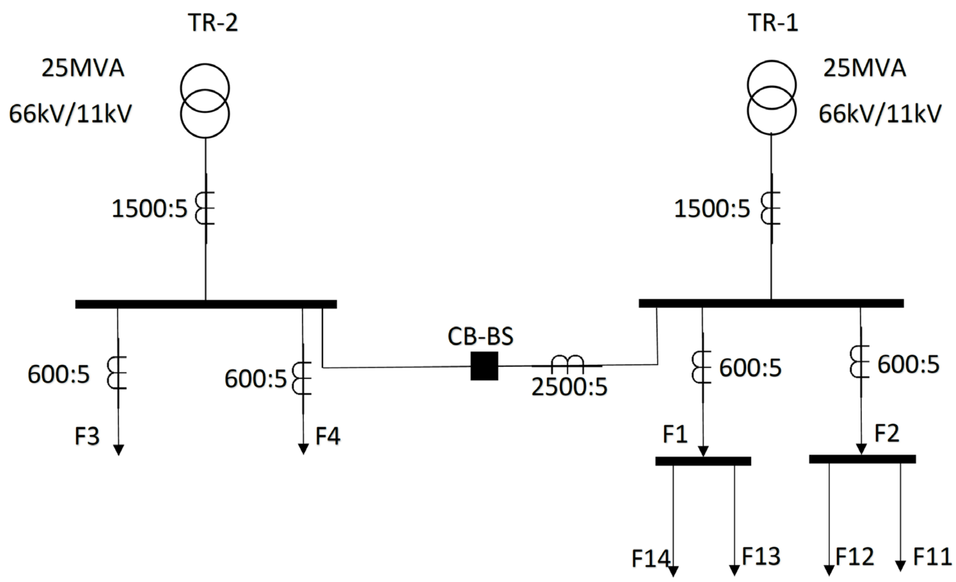
قيمة ال CT Ratio لل CT المركب على كل من هذه ال 4-feeders هو 600 إلى 5



بينما قيمة ال CT Ratio لل CT المركب على هذا ال bus section هو 2500 إلى 5

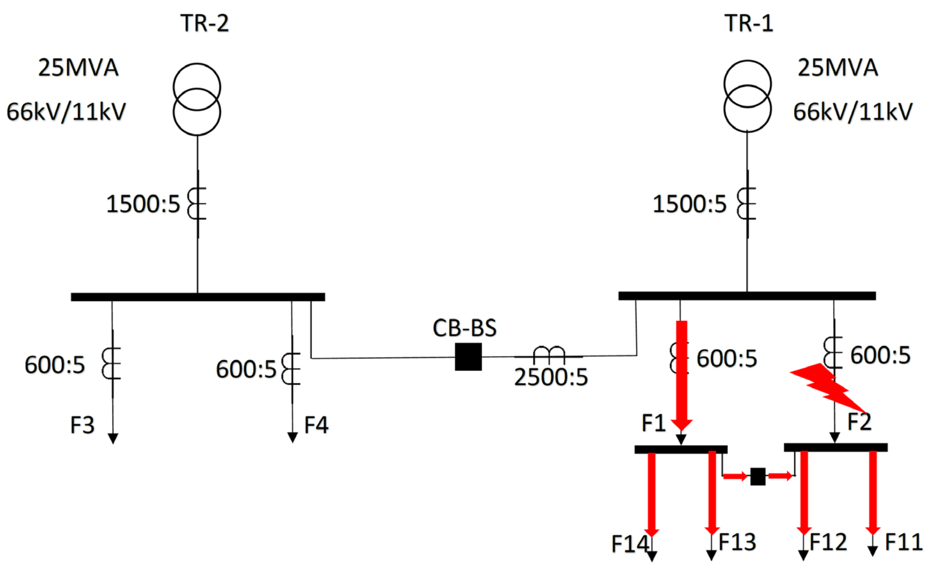


وبنفس المبدأ يقوم ال Feeder الأول F1 بتغذية Two Feeders أصغر منه ، وهي F13 و F14 وال Feeder الثاني يقوم بتغذية أيضا Two Feeders أصغر منه وهي F11 و F12

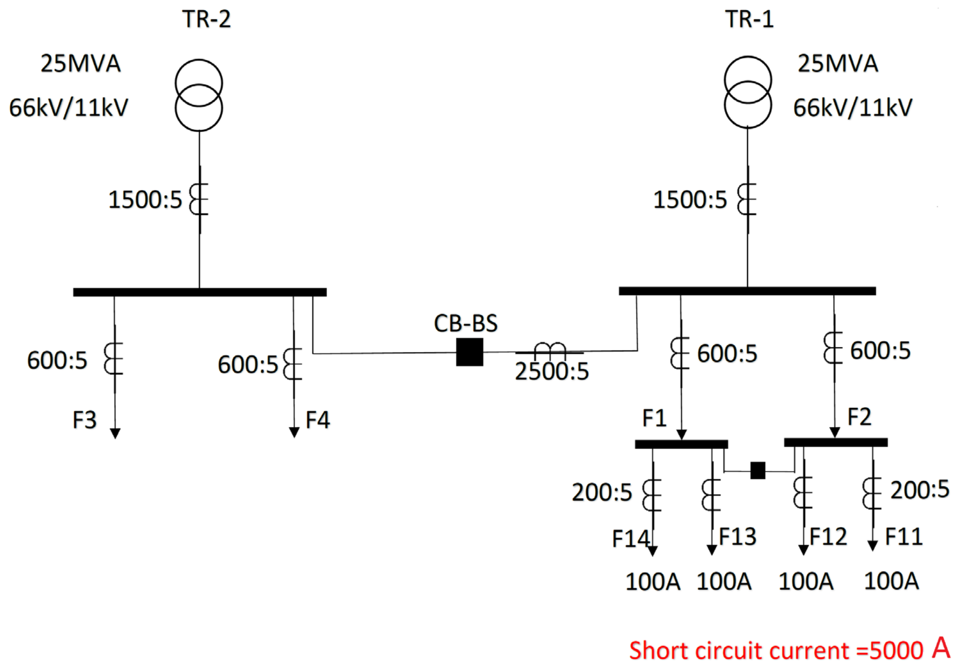


فإذا حدث fault على F2 مثلا ، فإن ال Feeder 1 يجب عليه تغذية هذه ال 4-feeders المتبقية وهي F11,F12,F13,F14 ، وذلك بعد إغلاق هذا

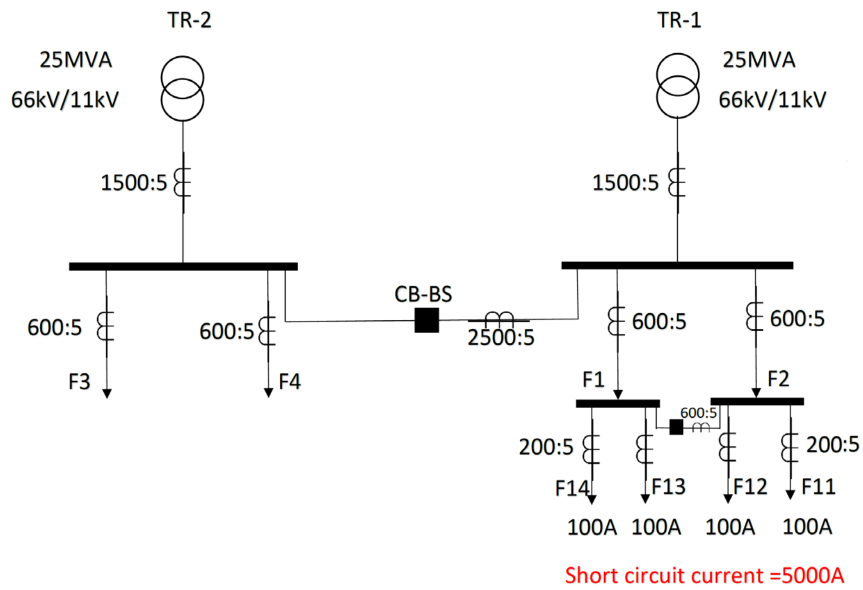
الbus distribution CB section



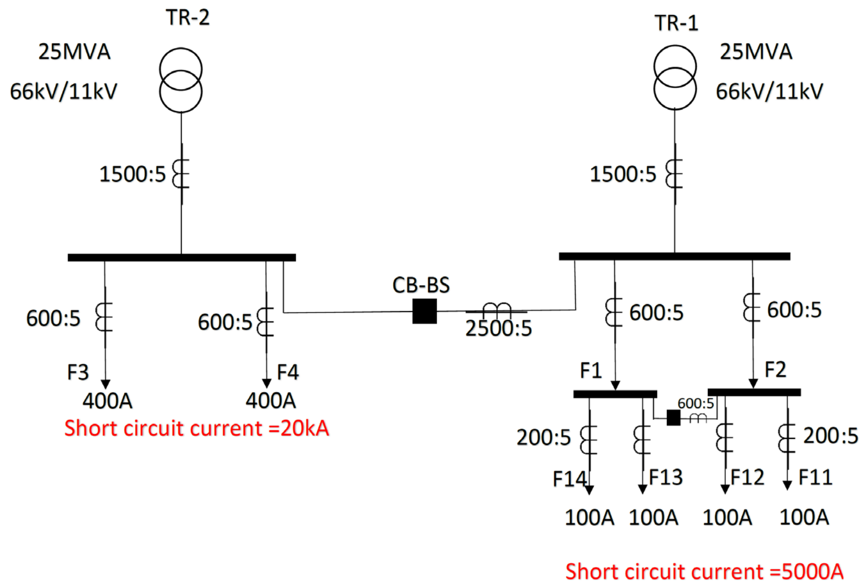
مع العلم أن قيمة ال CT Ratio المستخدم في هذه الfeeders الصغيرة هي 200 إلى 5 ، وأن أقصى حمل current متوقع على كل من هذه ال 4-feeders هو 1000A ، وقيمة ال short circuit current المتوقعة 5000A.



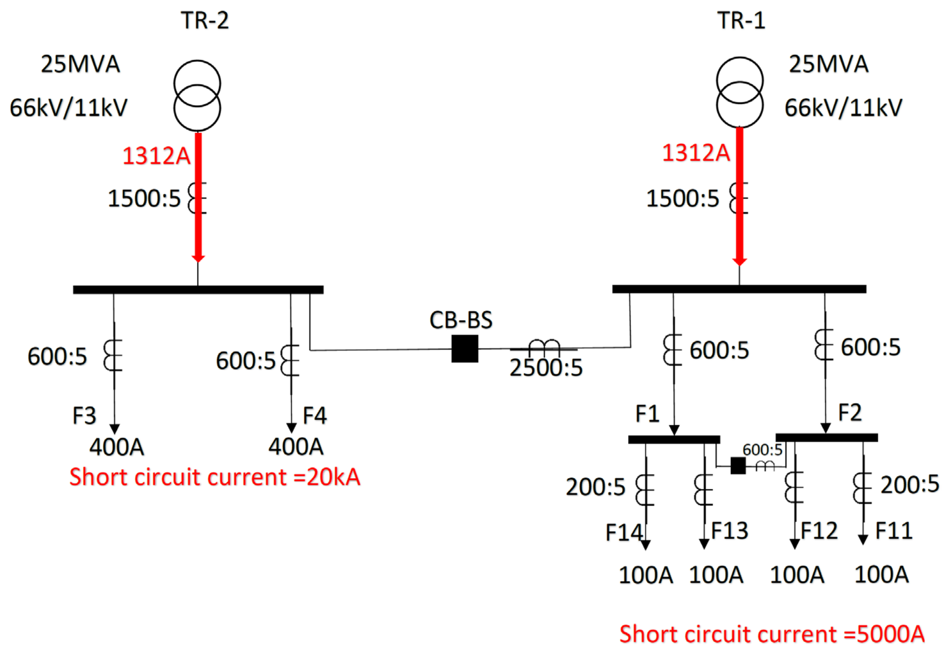
ويوجد هنا في هذا ال CB bus section الواصل بين F1 و F2 أيضا CT يحول من 600 إلى 5



مع العلم أن قيمة الcurrent الخارجة من كل من المغذيات 3 و 4 هي 400A وقيمة ال short circuit current المتوقعة لكل feeder هي 20kA

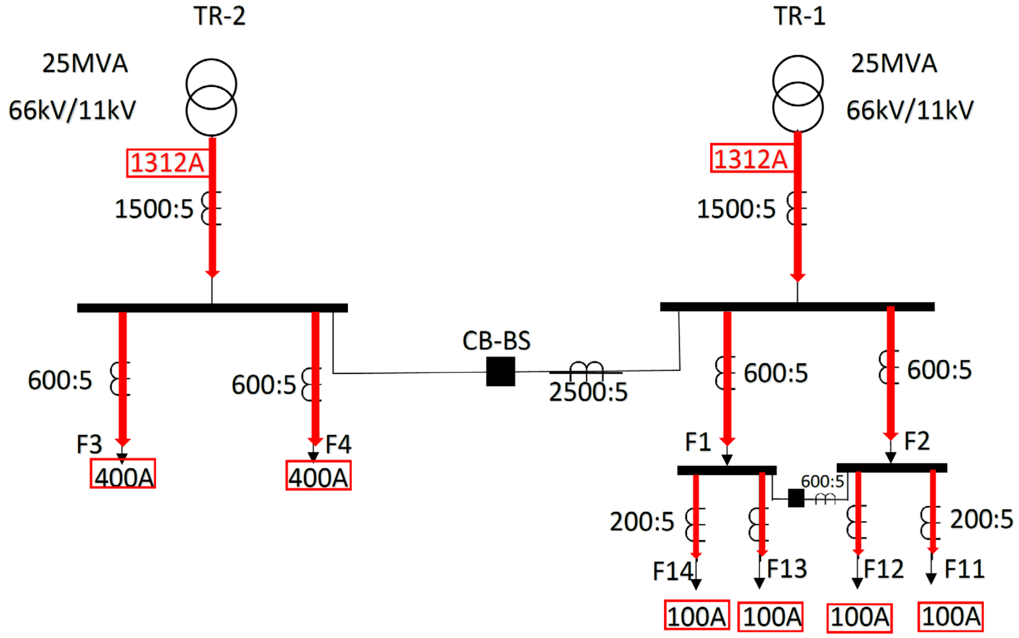


الآن في الوضع الطبيعي فإن قيمة الcurrent الخارجة من كل transformer من جهة secondary side لهذا ال power transformer يحسب من المعادلة التالية 25MVA على جذر ال 3 في 11kV وتساوي 1312 A ، ونقول أن هذا الcurrent هو ما يسمى ب ال rated current الخارج من ال secondary side لل power transformer.

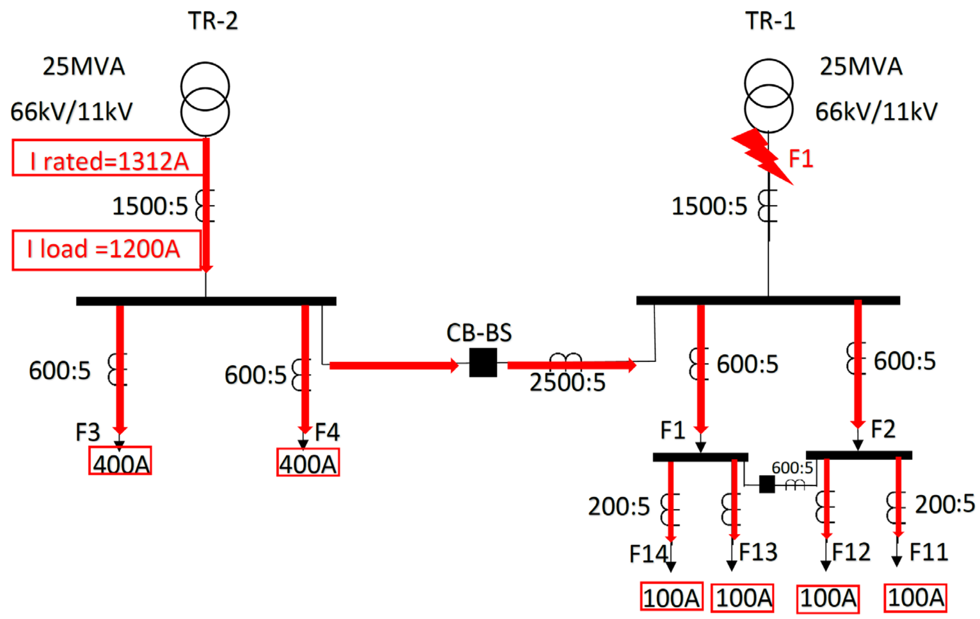


$$I_{Load} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * kV} = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 11kV} = 1312A$$

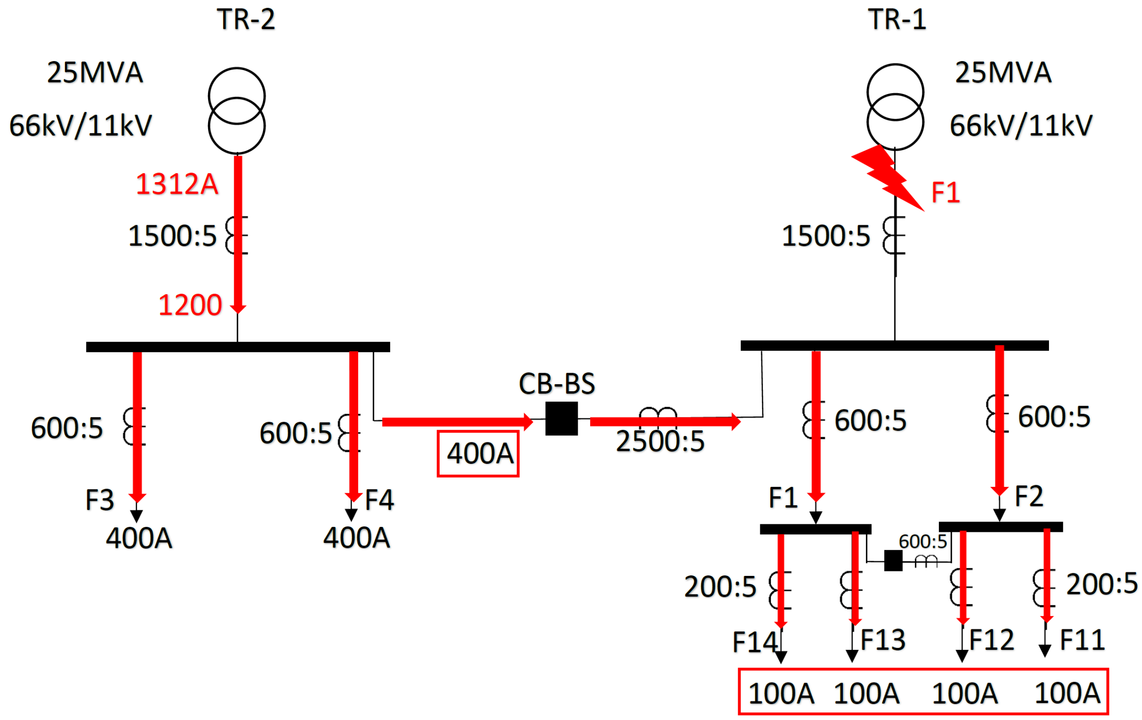
من هذه ال A1300 تقريبا يعطي لكل feeder هنا A 100 التي يحتاجها ، و من هذه ال 1300 من ال transformer الثاني يعطي لكل 400 feeder وهكذا تكون حركة الcurrent كما هو ظاهر في الأسهم ذات اللون الأحمر



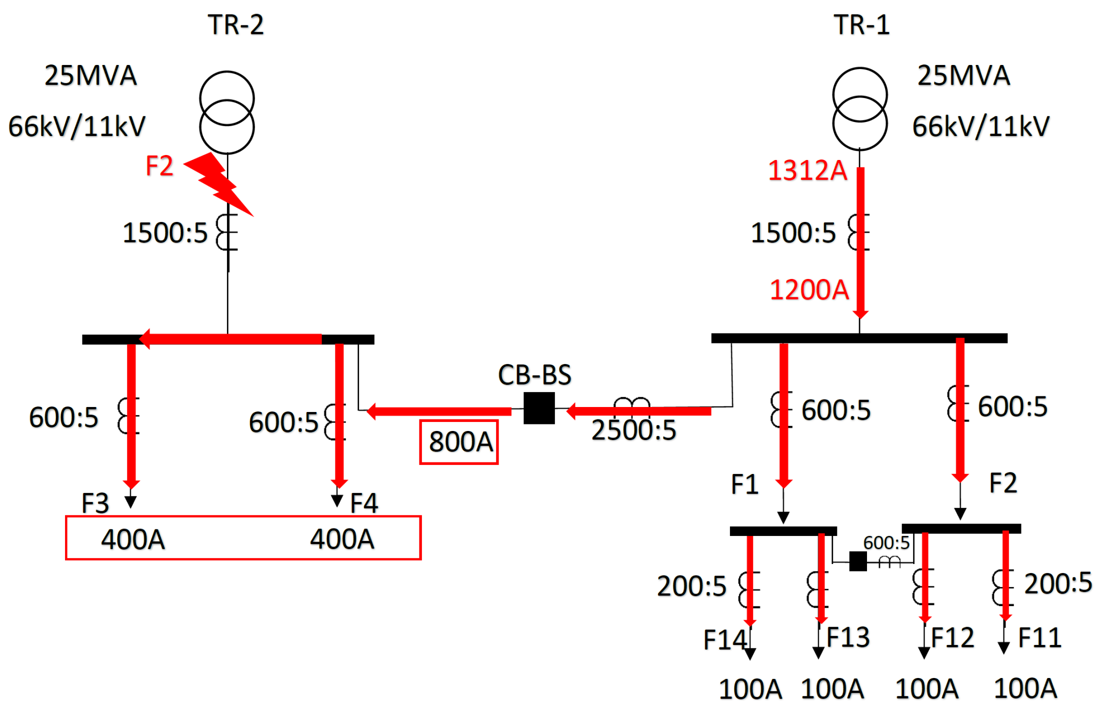
فإذا حدث fault على الtransformer الأول وخرج من الخدمة ، فإننا نغلق هذا ال bus section ، فيتم توزيع الcurrent ومجموع الcurrents الكلي هو A1200 ، أهم شي بالنسبة لدي أن مجموع الcurrent الكلي يجب أن لا يتجاوز قيمة ال rated current الخاصة بالtransformer وهي A 1312 حتى لا ترتفع درجة حرارته ويخرج هو أيضا من الخدمة , ويفضل أن يكون أقصى تيار حمل متوقع لا يتجاوز 90% من Rated current للمحول ، وذلك لتجنب أي Overload ممكن أن يحدث على المحول .



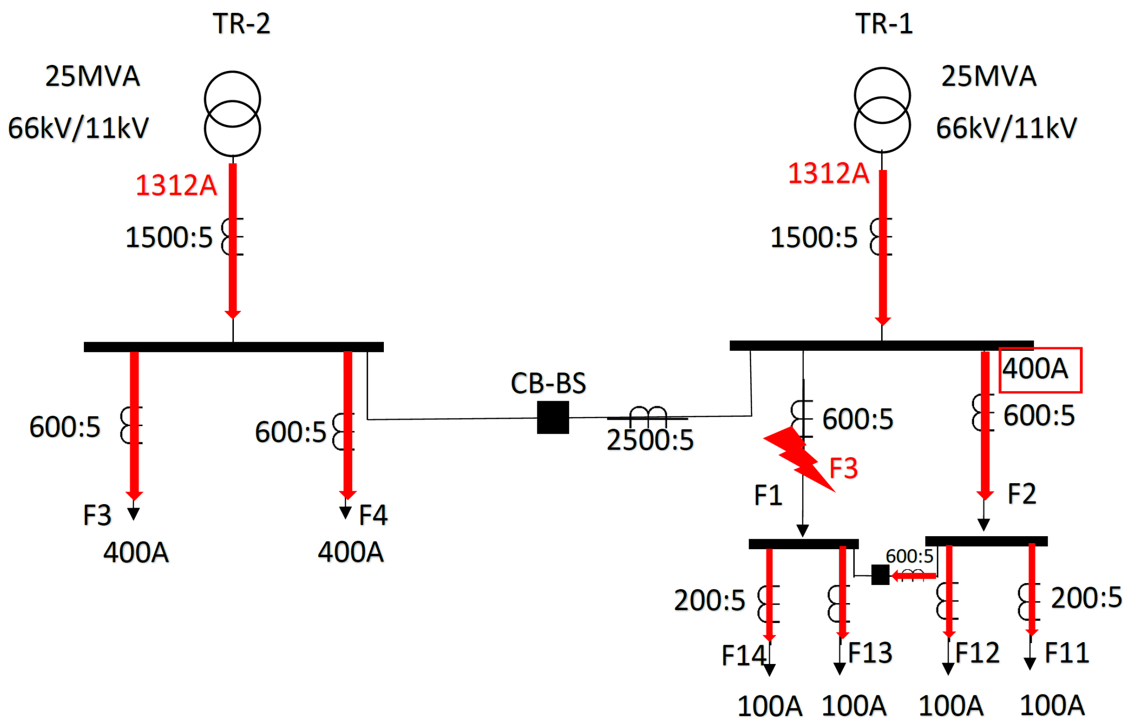
لاحظ معي أن قيمة الcurrent المارة من خلال ال CB bus section هنا هو 400 A متجه من اليسار الى اليمين حيث الcurrent ذاهب ليغذي هذه ال feeders الأربعة.



أما السيناريو الثاني فهو حدوث fault على الtransformer الثاني ، وعندها سوف يخرج من الخدمة ونقوم بغلق هذا ال CB bus section إما يدويا أو بشكل أوتوماتيكي وسوف يمر منه current قيمته A800 بهذا الاتجاه من اليمين الى اليسار كما هو في السهم الأحمر.

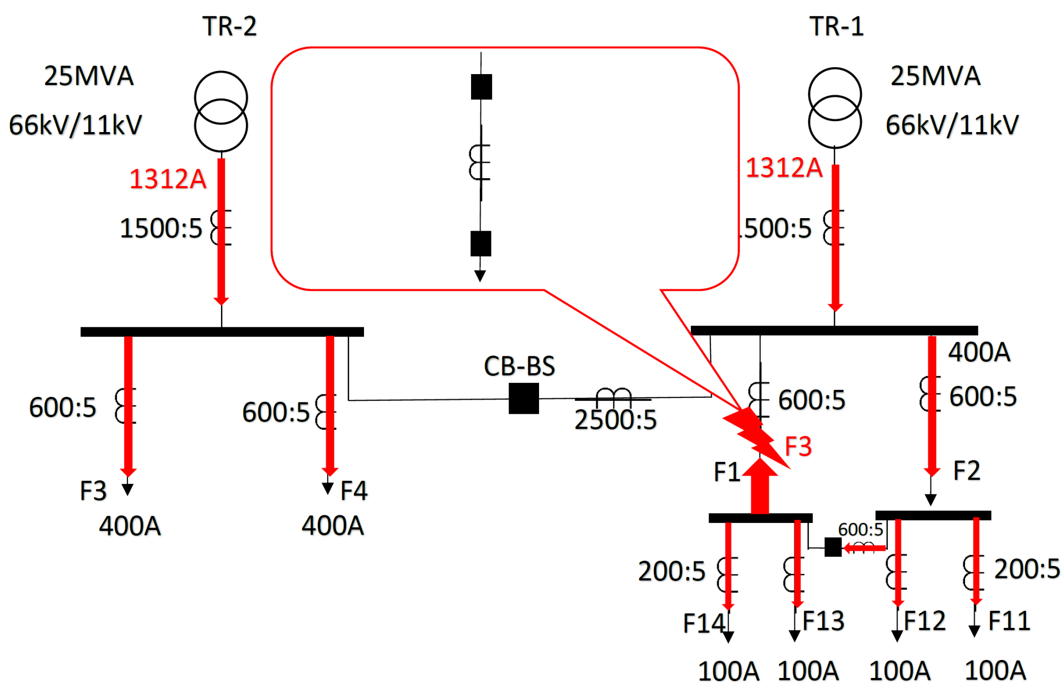


أما السيناريو الثالث فهو حدوث fault على ال feeder رقم 1 وخروجه من الخدمة ، وبالتالي فإن ال feeder رقم 2 هو من سوف يقوم بتغذية الـfeeders 4 هنا ، وسوف يمر من خلاله current قيمته 400 A بهذا الاتجاه ، بعد إغلاق ال CB bus section distribution.

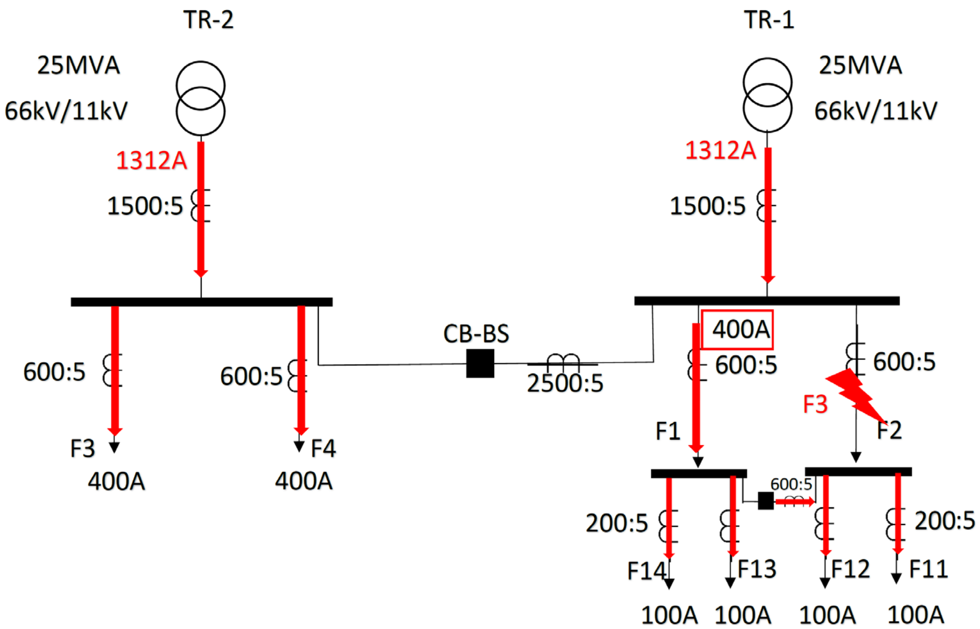


هل أن هناك احتمال أن يتم تغذية الـfault من هذه الجهة بشكل عكسي كما في الشكل ؟؟

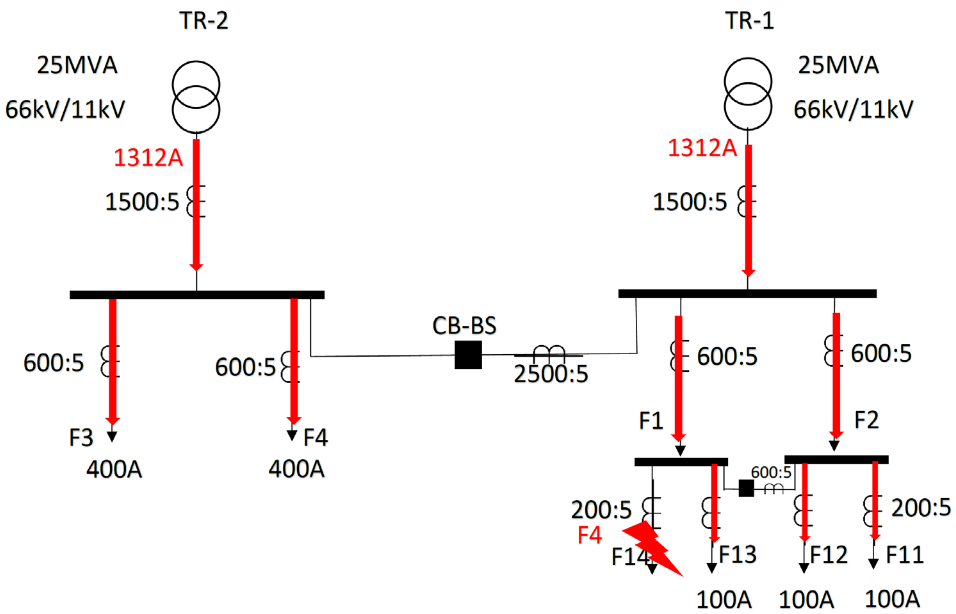
عادة , فإن ال feeder رقم 1 في هذه الحالة يوجد له Two CB واحد في بدايته والآخر في نهايته اذا كان هناك احتمال أن يتم تغذية العطل من الجهة الأخرى ، حيث قلنا من قبل أنه يجب أن يتم فصل وجود أي احتمال لتغذية نقطة الـfault.



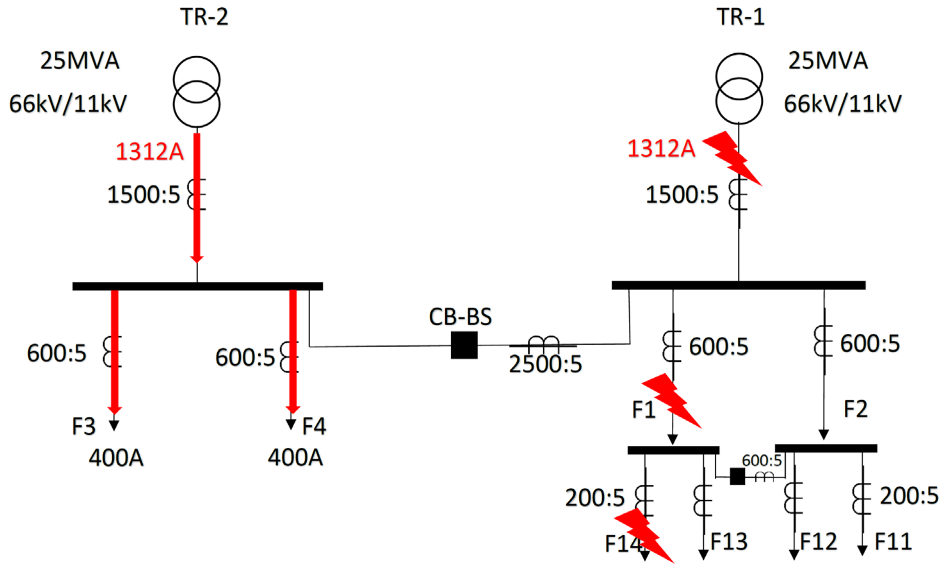
وبنفس الفكرة لو حدث fault على ال feeder رقم 2



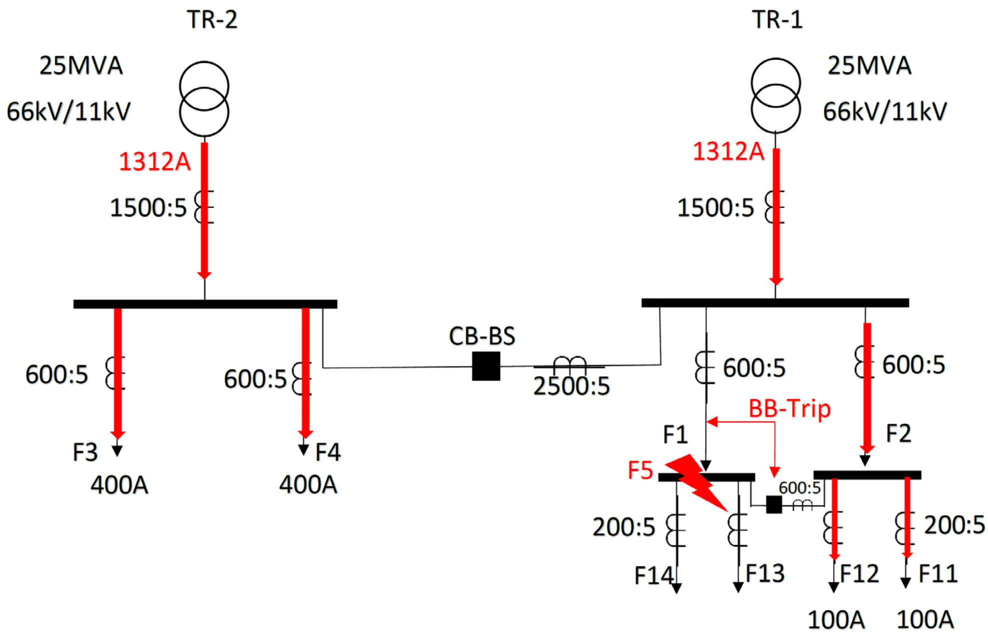
أما السيناريو الرابع أنه لو حدث لدي fault على هذه الfeeders الأربعة ، فيجب أن نقوم ب trip ال feeder الذي حدث عليه الfault فقط دون المساس ببقية الfeeders.



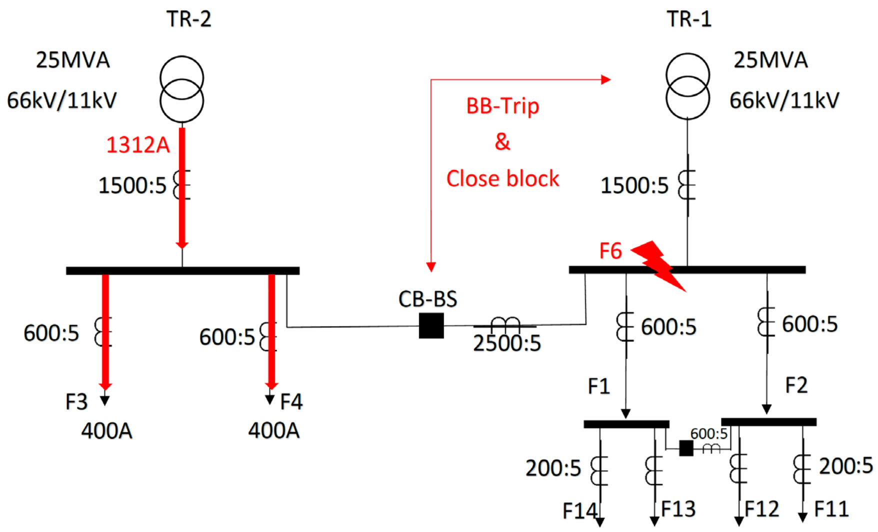
أما إذا حدث fault على F14 مثلا ولم يحدث trip لهذا الfeeder لأي سبب من الأسباب ، فإن حماية ال feeder رقم 1 يجب أن تكون مستعدة للtrip بعده مباشرة بعد time delay طبعا ، وإذا لم يحدث trip لحماية الfeeder 1 لأي سبب من الأسباب ، فإن حماية ال transformer 1 يجب أن تكون مستعدة للtrip مباشرة وبتنسيق زمني .



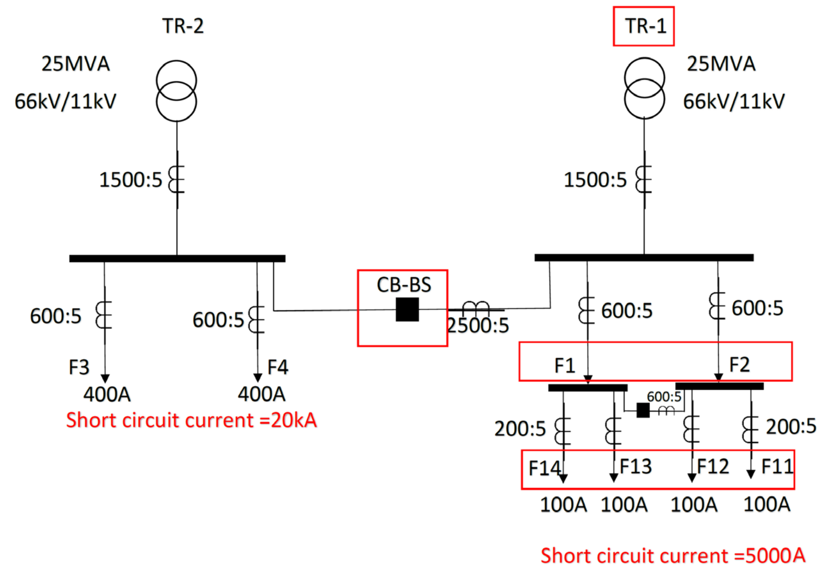
أما إذا حدث fault على هذا ال BB ف يجب أن يحدث trip F1 ، وهذا ال bus section إذا كان مغلقا ، وإذا لم يكن مغلق يجب أن نرسل إليه إشارة close block حتى تمنعه من الإغلاق حتى لا يتم تغذية الfault من هذا الاتجاه.



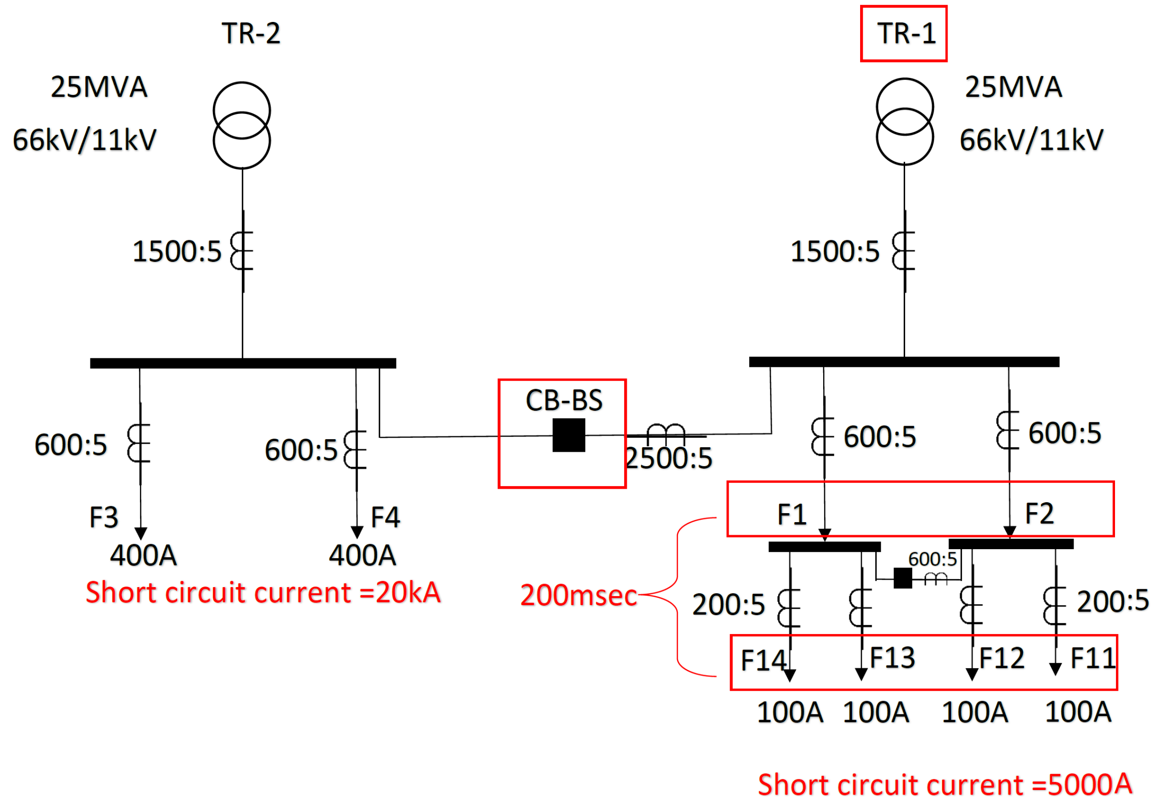
وفي حال حدث fault على هذا ال BB ف يجب أن نعمل trip للTR-1 بالإضافة إلى CB bus section إذا كان مغلقا ، وإذا كان مفتوح يجب أن نتأكد أنه حدث عليه close block تمنعه من الإغلاق ، حتى لا يتم تغذية الfault من هذا الاتجاه.

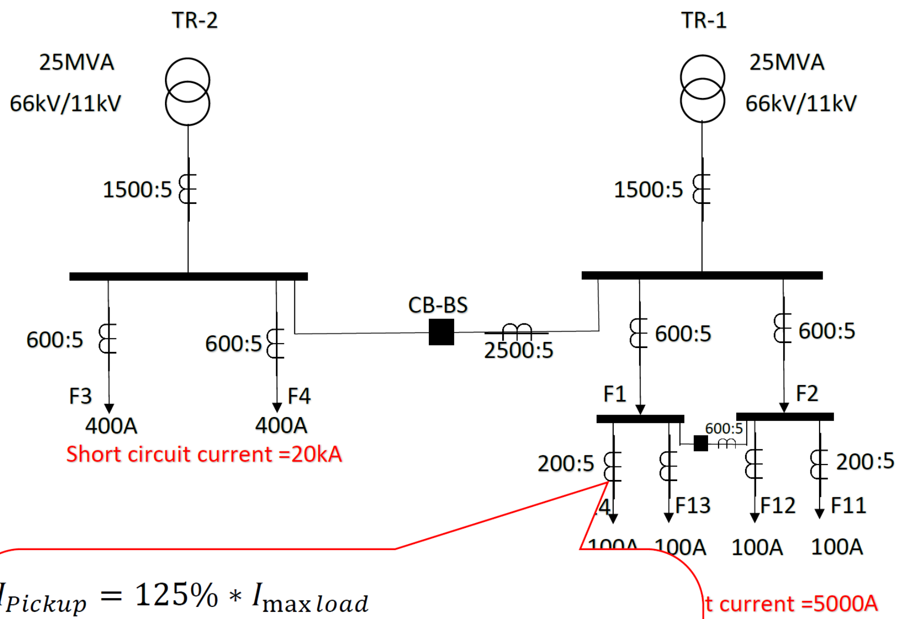


الآن دعونا نبدأ بعمل الحسابات واختيار منحنيات التشغيل المناسبة لتحقيق ما قلناه آنفا .
عادة ما يتم اختيار قيم الضبط من ال last feeder أي القريبة من الأحمال النهائية ومن ثم نبدأ بالتدرج باتجاه الsource.



وقيم الضبط للcurrent لا بد أن تكون أكبر من أقصى تيار حمل متوقع ، وأقل من أقل تيار عطل متوقع ، ويجب وجود تأخير بين كل stage والstage التي تليها ولنفترض هنا أن ال time gap لكل stage هو 200 msec.





$$I_{Pickup} = 125\% * I_{\max load}$$

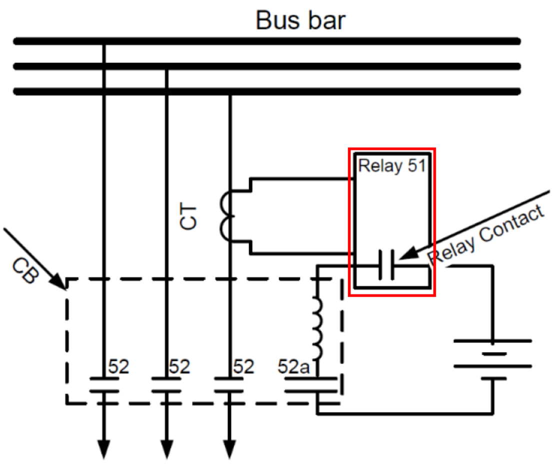
$$I_{Pickup} = 125\% * 100A$$

$$I_{Pickup} = 125A$$

$$I_{Pickup\ in\ CT\ secondary} = 125 * \frac{5}{200} = 3.125A$$

إن أقصى تيار حمل هنا هو 100 A ، وبالتالي نضع قيمة ال current pickup بحيث تكون 125% من قيمة current الحمل فتكون A125 .

ولتحويل هذه القيمة إلى secondary CT side مع العلم أن ال CT Ratio هنا 200 إلى 5 فنقول : إذا كان ال A200 سوف يعطيني A5 فال A125 كم سوف يعطيني تيار ؟ وبالضرب التبادلي نقول 125 في 5 على 200 ويساوي A 3.125 .

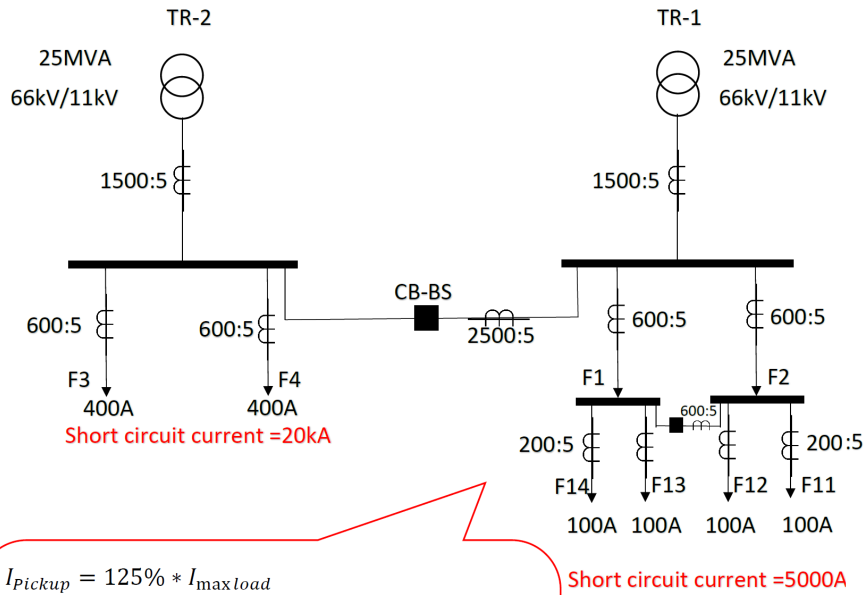


وقمنا بتحويل القيمة إلى الsecondary حتى نتمكن من إدخالها إلى ال relay حيث ال relay مركب على ال CT secondary side.

وهناك 3 طرق مختلفة لإدخال قيمة ال current pickup إلى الrelay .
وتختلف حسب نوع ال relay والشركة المصنعة له،
والطرق هي ادخال قيمة OC setting على أحد هذه الصيغ :

- current secondary
- per unit
- current primary

أما بالنسبة لزمن الtrip فنعتمد هنا قيمته 150 msec ، وذلك ل تلاشي ال trip مع ال faults العابرة ويكون الtrip فقط التأكد بعد من استمرار مرور ال current الfault وال current المستخدم هنا هو current definite time ، حيث لا يوجد coordination لهذا ال relay مع أي relay آخر .



$$I_{Pickup} = 125\% * I_{\max load}$$

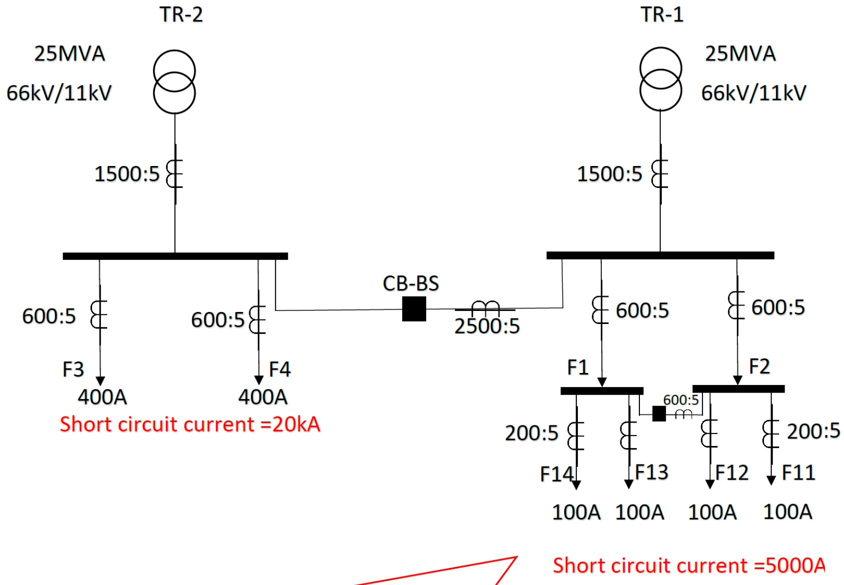
$$I_{Pickup} = 125\% * 100A$$

$$I_{Pickup} = 125A$$

$$I_{Pickup\ in\ CT\ secondary} = 125 * \frac{5}{200} = 3.125A$$

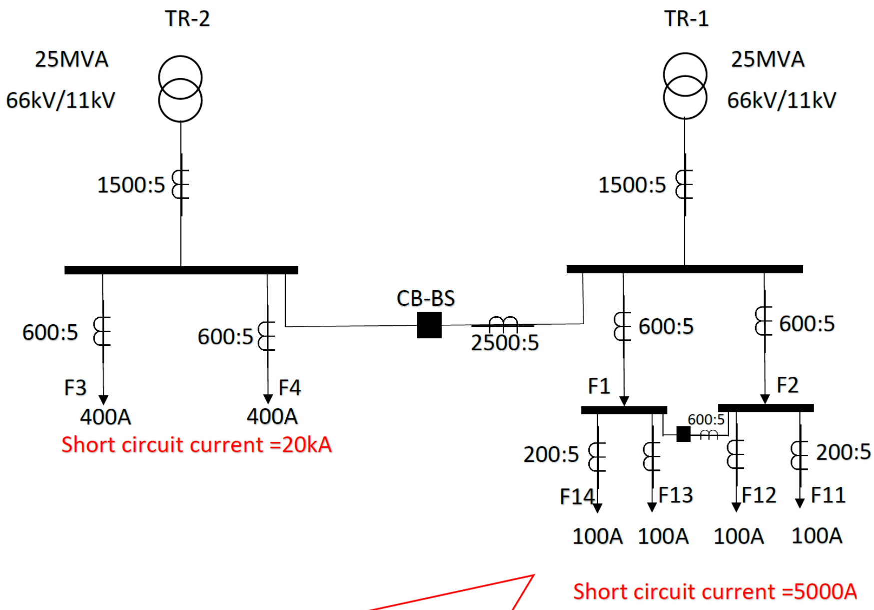
$$Tripping\ Definite\ time = 150msec$$

ولو أردنا استخدام ال normally inverse curve فإننا نستخدم أقل TMS موجودة وهي 0.05 ، وعليه فإن زمن الtrip سوف يكون نتيجة التعويض في معادلة ال inverse curve normally والتي هي t تساوي TMS في 0.14 على ال fault current بالنسبة ل setting قوة 0.02 ناقص 1 .



$$Tripping\ Time = TMS * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{setting}}\right)^{0.02} - 1\right)}$$

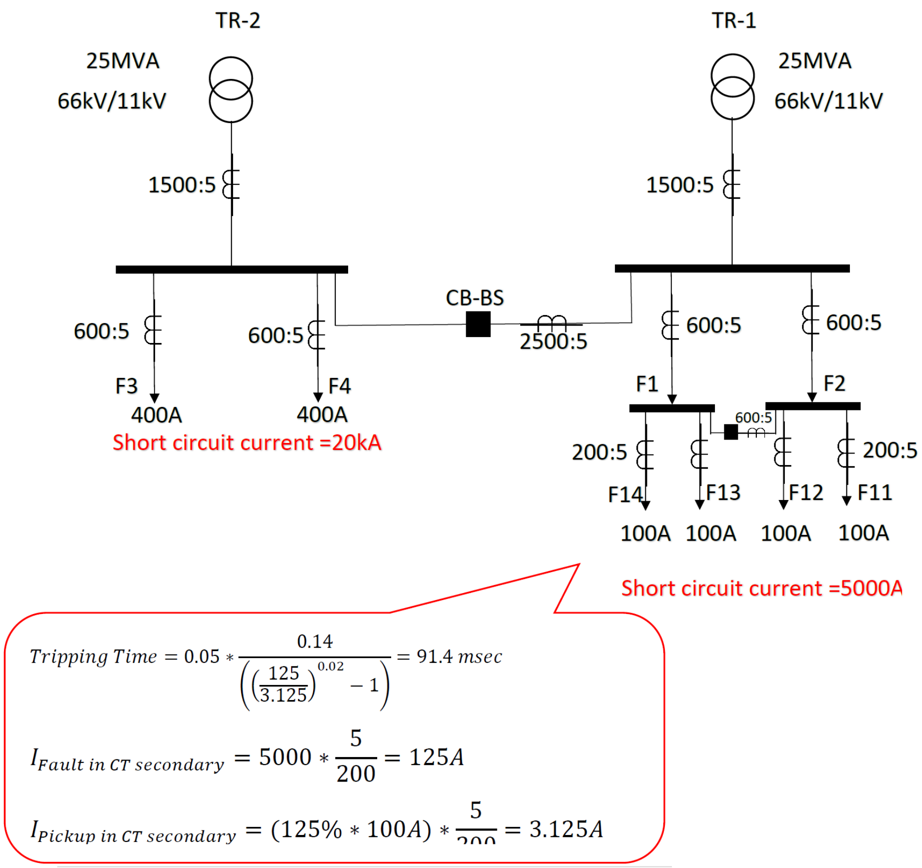
حيث قلنا أن ال fault current هنا هي A5000 ولأن ال CT Ratio هي 200 إلى 5 فإن قيمة ال I-fault على ال TR-secondary side تساوي 5000 في 5 على 200 وتساوي .125A



$$Tripping\ Time = TMS * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{setting}}\right)^{0.02} - 1\right)}$$

$$I_{Fault\ in\ CT\ secondary} = 5000 * \frac{5}{200} = 125A$$

وبالتالي فإن زمن الtrip سوف يكون تساوي 0.05 في 0.14 على 125A واللي هي قيمة ال I-secondary fault ، على 3.125A والتي هي قيمة ال I-secondary setting قوة 0.02 ناقص 1 وسوف تعطيني زمن 91.4 msec .



لماذا قمنا بتحويل ال I fault current إلى الsecondary ؟

ما المشكلة لو قمت بتعويض هذه القيمة ب primary fault current 5000 A ؟

نقول له ما في مشكلة بتعويضها primary ولكن بشرط أن تكون قيمة ال I-setting أيضا بال primary ، بمعنى إذا كان ال numerator -البسط- بصيغة الprimary فإن الdenominator -المقام- يجب أن يكون primary ، وإذا كان ال numerator بصيغة ال secondary فإن الdenominator يجب أن يكون secondary ، أما استخدام أحدهما بصيغة ال primary والأخر بصيغة secondary فهذا خاطئ تماما .

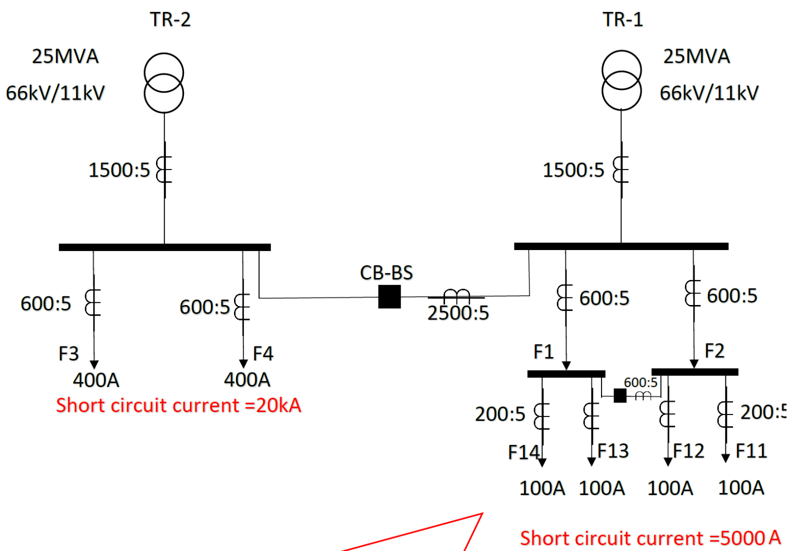
وخطوات حساب زمن الفصل Tripping time في OC protection

- **الخطوة الأولى** بحساب ال I secondary short circuit current وقسمتها على ال I secondary setting وتساوي 125 على 3.125 وتساوي 40 .

- **الخطوة الثانية** ومن ثم نأخذ هذه ال 40 ونرفعها إلى أس 0.02 فتساوي 1.0765 ، ويجب أن تكون النتيجة هنا هي 1.0xx بمعنى أن تكون القيمة هنا هي أعلى من 1 ، فإذا كانت أقل من 1 فهذا يعني أن حلك خاطئ فلا تكمل ، لأن النتيجة سوف تكون خاطئة تماما ، فإذا كانت هذه القيمة أقل من 1 فهذا معناه أن قيمة ال I-fault current أقل من قيمة ال I setting أو أنك قمت بالخطأ بوضع ال I setting في الnumerator و ال I-fault في ال denominator .

- **الخطوة الثالثة** فتكون بطرح هذه القيمة من 1 فتكون 1.0765 ناقص 1 وتساوي 0.0765 ، لاحظ أن ال 1 هنا وجدت حتى يتم طرحها ، تأكد من هذه الخطوة .

- **الخطوة الرابعة** نقوم بتقسيم ال 0.14 حسب المعادلة على 0.0765 فتساوي 1.828 ونقوم بضرب هذه القيمة بقيمة ال TMS والتي تساوي 0.05 فيكون الناتج 0.0914 والتي تساوي تقريبا 91.4 msec .

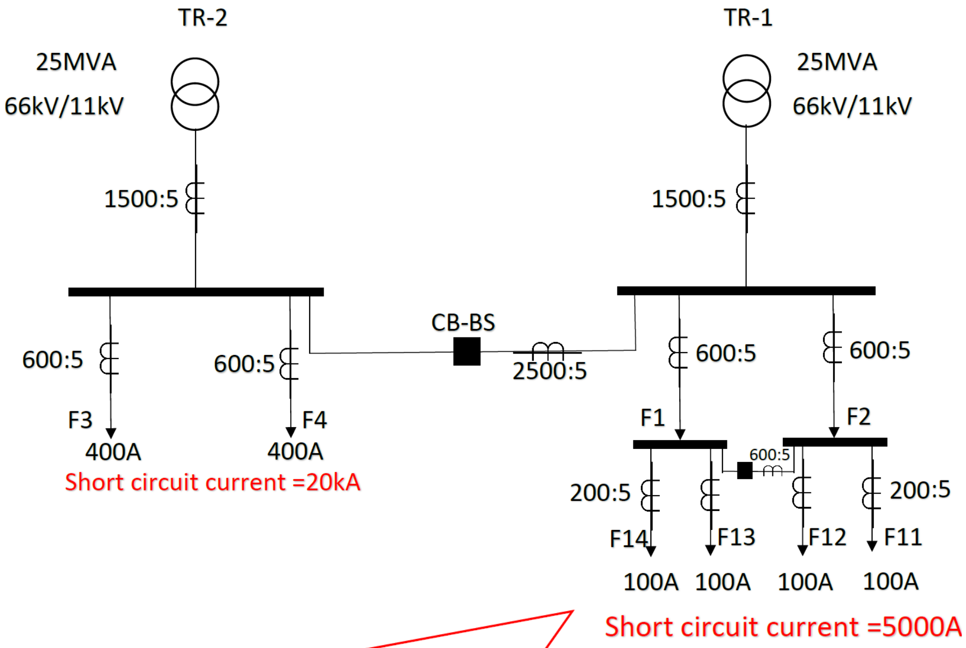


$$Tripping\ Time = 0.05 * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{125}{3.125}\right)^{0.02} - 1\right)}$$

$$\left(\frac{125}{3.125}\right) = 40 \rightarrow 40^{0.02} \rightarrow 1.0765 \rightarrow 1.0765 - 1 \rightarrow 0.0765$$

$$\frac{0.14}{0.0765} = 1.828 \rightarrow 0.05 * 1.828 \rightarrow 0.0914 \rightarrow 91.4msec$$

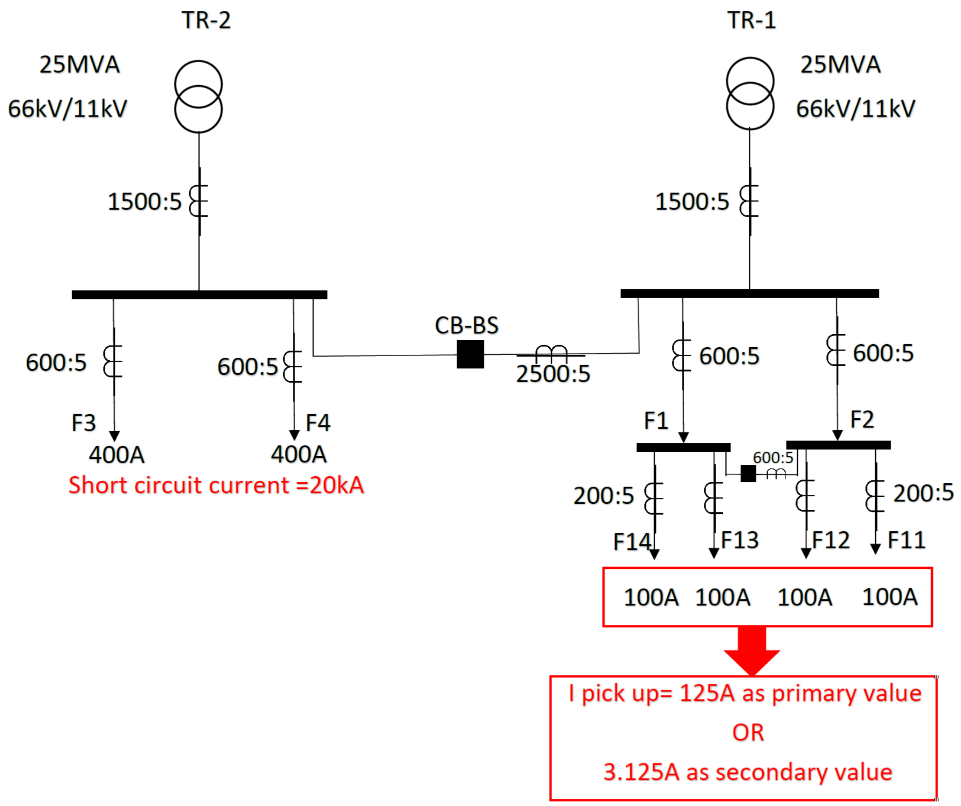
لاحظ معي أن زمن الفصل 150 msec كان في حال استخدام ال definite time current ، ولكن الزمن الظاهر معنا في حال استخدام ال normally inverse هو 91.4 msec وكلا الرقمين صحيح، لماذا ؟ لأن هذا الرقم هو الأساس الذي سوف تبنى عليه بقية القيم ونحن هنا نريد أن نعتمد استخدام ال normally inverse curve .



$$Tripping\ Time\ for\ F11,12,13,14 = 0.05 * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{125}{3.125}\right)^{0.02} - 1\right)} = 91.4\ msec$$

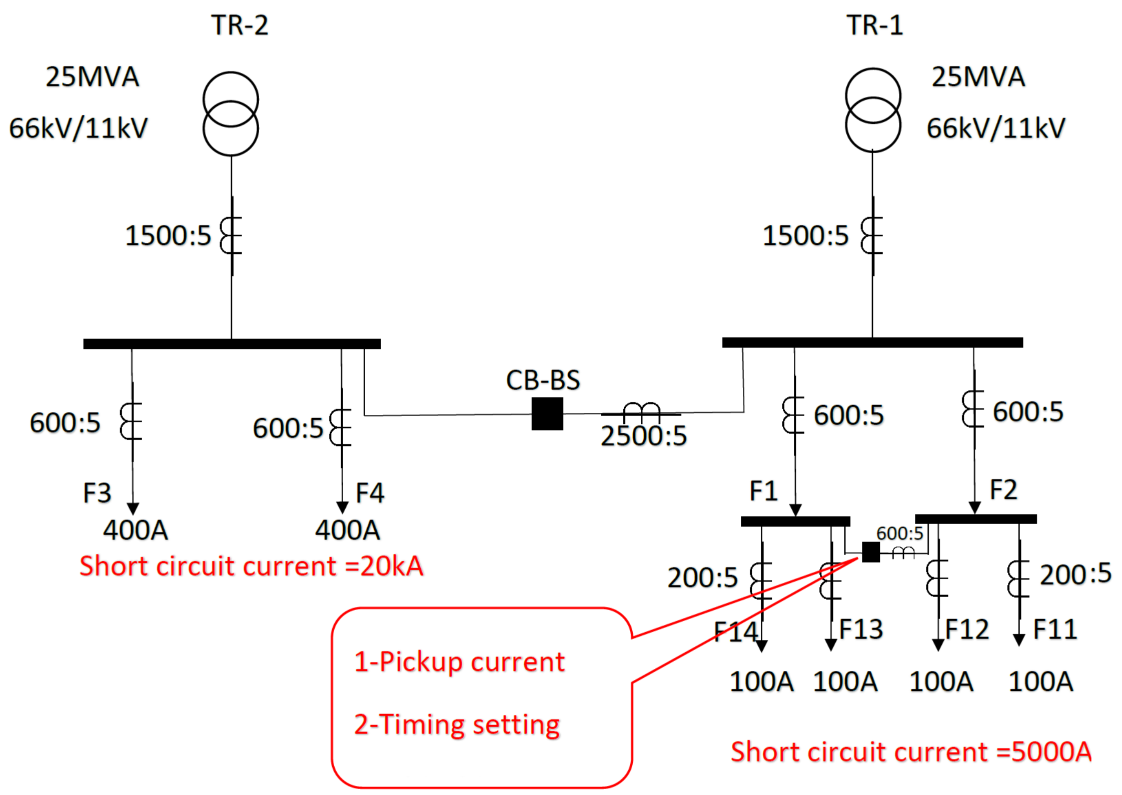
$$Tripping\ Definite\ time = 150msec$$

إذن الخلاصة أن قيمة ال pickup current لكل feeder من هذه الfeeders الأربعة هو 125A ك primary current ، أو 3.125 ك secondary current ، ويفضل كتابة كلا الرقمين في Final setting حتى لا يحدث لبس لدى مهندس الprotection خوفا من أن يجد ال CT Ratio الذي في الحسابات هو مختلف تماما عن ال CT Ratio المستخدم فعليا في المحطة ، فإذا اختلفت قيمة ال CT Ratio فيجب التركيز على قيمة الprimary current فقط ، ومن CT Ratio الموجود فعليا في المحطة .

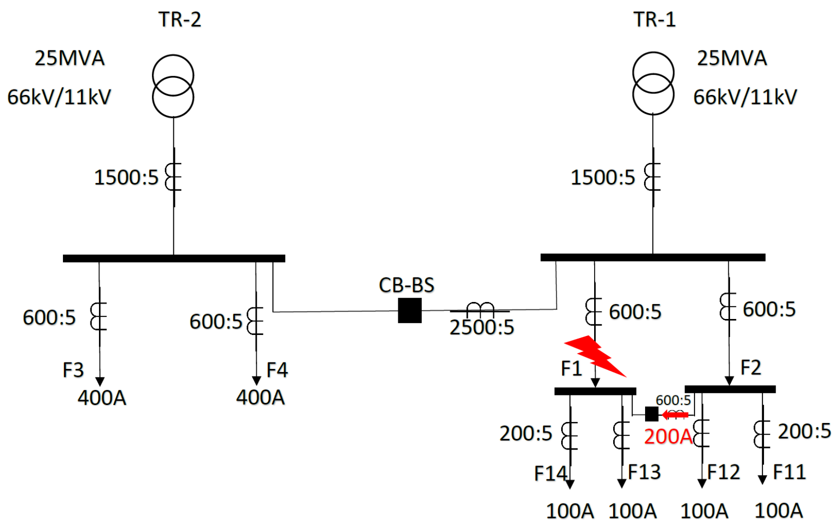


أما بالنسبة لنوع curve المستخدم هنا والذي اعتمدناه هو normally inverse وال TMS له 0.05 .

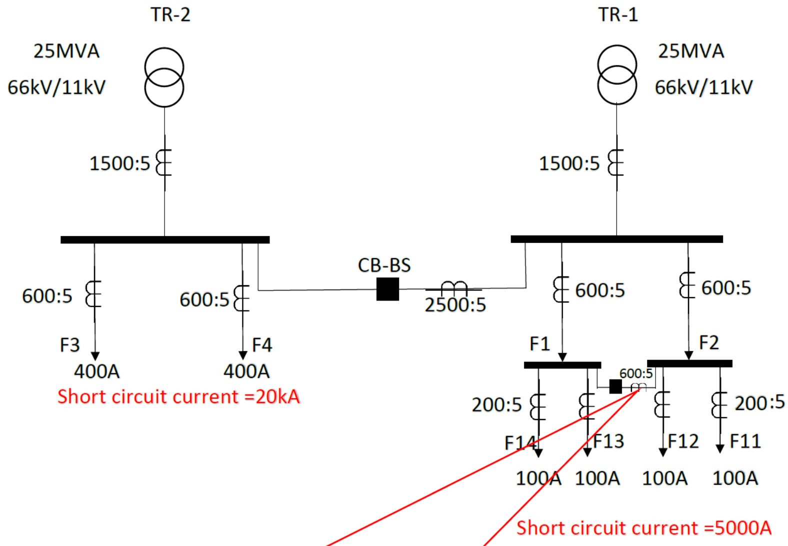
الآن نريد أن ننتقل إلى ال stage التي تليها وهي حساب ال pickup current وال timing setting لل CB bus section distribution ، فنسأل أنفسنا كم قيمة الcurrent المتوقع والذي سوف يمر بهذا ال CB bus section نقوم بحساب الpickup secondary .



في الوضع الطبيعي يكون هذا ال CB bus section مفتوح ، فإذا حدث fault على أحد هذه الكوابل ، فإن الكيبل الآخر سوف يقوم بتغذية ال feeders الأربعة المتبقية ، وبالتالي فإن الcurrent الذي سوف يمر من كلا الاتجاهين هو 200 A فقط ، وعليه فإن قيمة ال pickup current تكون كالتالي :



قيمة ال pickup هي ال 125% من ال maximum current التي سوف تمر من خلاله وعليه تكون1.25 في 200A وتساوي 250 A هي قيمة ال pickup لل primary ولتحويل قيمة ال pickup إلى الsecondary فإن ال CT Ratio المستخدم هو 600 إلى 5 بمعنى أن كل 600 A على الprimary سوف يعطيني 5 A على الsecondary ، ف قيمة 250 A على ال primary كم سوف يعطيني على الsecondary ؟ بالضرب التبادلي فإن ال 250 ضرب 5 على 600 تساوي 2.0 A وهي قيمة ال pickup على الsecondary .



$$I_{Pickup\ in\ CT\ Primary} = (125\% * 200A) = 250A$$

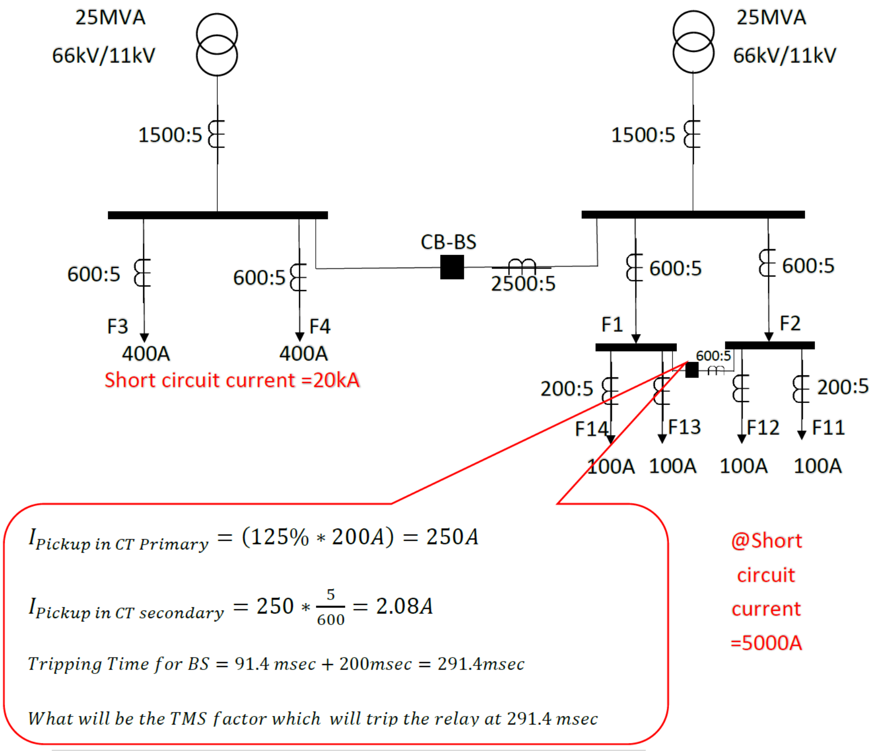
$$I_{Pickup\ in\ CT\ secondary} = 250 * \frac{5}{600} = 2.08A$$

$$Tripping\ Time\ for\ F11,12,13,14 = 0.05 * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{125}{3.125}\right)^{0.02} - 1\right)} = 91.4\ msec$$

$$I_{Fault\ in\ CT\ secondary} = 5000 * \frac{5}{200} = 125A$$

أما زمن الtrip هنا فنقوم بزيادة time grading للcoordination قيمته 200 msec كما اتفقنا من قبل ف زمن الtrip على هذا ال feeder هو msec 91.4 ، ونضيف إليه 200 msec فيكون الناتج 291 msec وهو الزمن اللازم ل trip هذا الfeeder عند مرور 5000 A .

الآن لإيجاد قيمة ال TMS نسأل أنفسنا هذا السؤال ما هي قيمة ال TMS التي سوف تحقق لي زمن 291 msec عند مرور 5000 A ؟



اتفقنا معكم أن كل الcurrents المستخدمة في هذه المحطة هي من نوع normally in- verse ، وبالتالي لإيجاد قيمة ال TMS نقوم بكتابة معادلة ال normally inverse curve والتي هي T تساوي TMS في 0.14 على I fault بالنسبة ل I setting قوة 0.02 ناقص 1 ، **المطلوب من هذه المعادلة هو إيجاد قيمة ال TMS المجهولة التي سوف تعطي زمن trip قيمته 291 msec عند مرور fault current قيمته 5000 A ؟**

وخطوات حل هذه المعادلة تكون كالتالي :

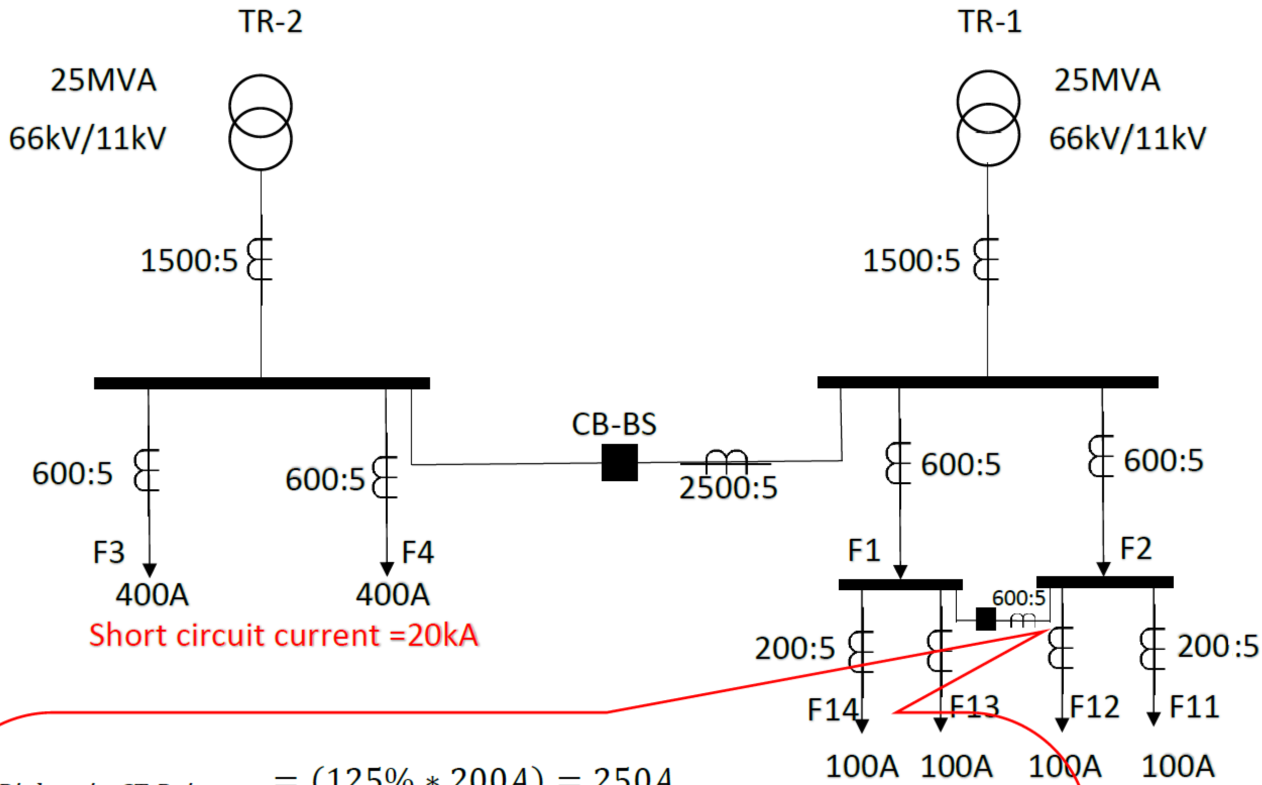
أولا بتحويل قيمة ال short circuit current إلى جهة ال CT secondary ، لاحظ معي أن ال CT المستخدم هنا ال Ratio له 600 إلى 5 وليس 200 إلى 5 ، لتحويل قيمة ال short circuit current نقوم بتحويل ال short circuit current ل CT المناسب فيكون 5000 في 5 على 600 فيساوي على الsecondary 41.667 A .

ومن ثم نقوم بتقسيم هذه القيمة وهي 41.667 على قيمة ال I setting في الsecondary والتي قمنا بحسابها من قبل والتي تساوي 2.08 فيكون الناتج 20.03 .

ومن ثم نقوم بأخذ هذه القيمة ونرفعها إلى الأس 0.02 حسب معادلة ال normally in- verse فيكون الناتج 1.06178 ، لاحظ معي ال 1 هنا مرة أخرى ،

الآن ال 1.06178 نطرح منها 1 فيكون الناتج 0.06178 ، ومن ثم نقوم بتقسيم ال 0.14 حسب المعادلة على 0.06178 ليعطي نتيجة 2.2661 .

الان 0.291 تساوي ال TMS مضروبة في 2.2661 وعليه فان قيمة ال TMS تصبح 0.291



$$I_{Pickup\ in\ CT\ Primary} = (125\% * 200A) = 250A$$

$$I_{Pickup\ in\ CT\ secondary} = 250 * \frac{5}{600} = 2.08A$$

$$Tripping\ Time\ for\ BS = 91.4\ msec + 200msec = 291.4msec$$

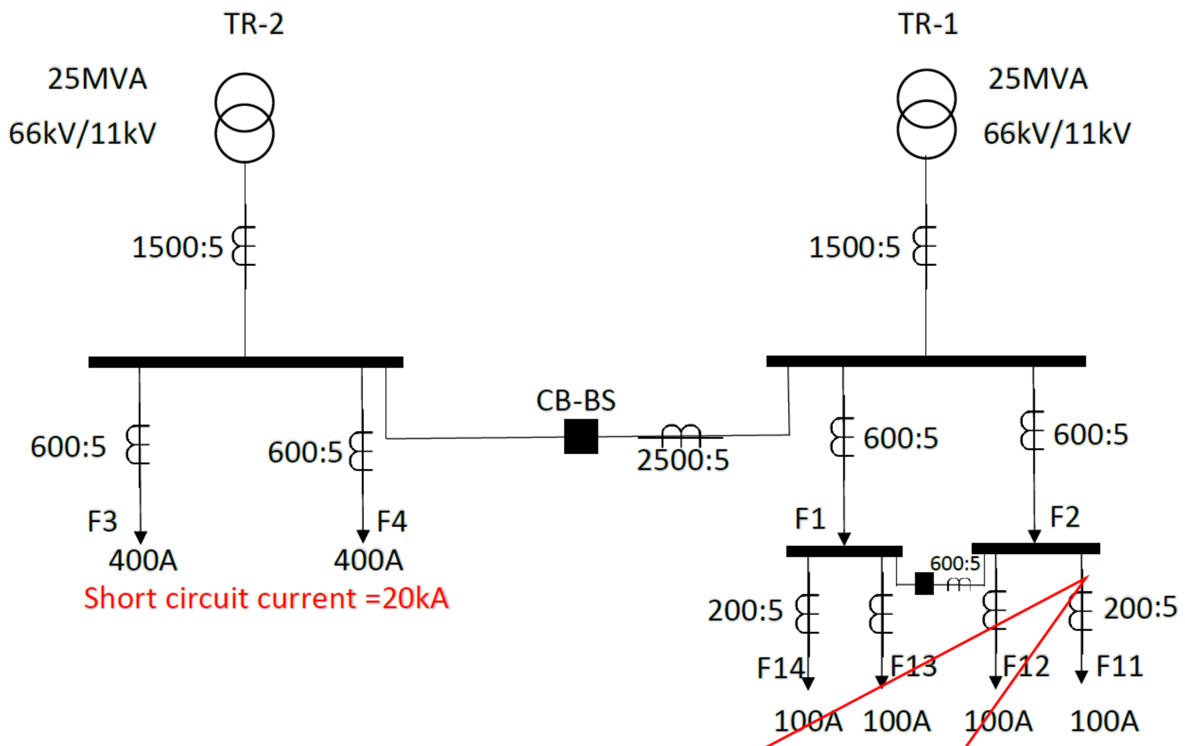
$$291.4msec = TMS * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1\right)}$$

$$I_{Fault\ in\ CT\ secondary} = 5000 * \frac{5}{600} = 41.667A$$

$$\frac{41.667}{2.08} = 20.03 \rightarrow 20.03^{0.02} \rightarrow 1.06178 \rightarrow 1.06178 - 1 \rightarrow 0.06178$$

$$\frac{0.14}{0.06178} \rightarrow 2.2661 \rightarrow 291.4msec = TMS * 2.2661 \rightarrow TMS = \frac{0.2914}{2.2661} = 0.128 \approx 0.13$$

وعادة هذه القيمة لا يمكن إدخالها إلى الrelay كما هي لأنك يجب ان تدخل ارقام بأقرب قيمة من خانتين بعد الفاصلة فقط ، فعند إدخالها إلى الrelay كما هي يقوم الrelay بتحويلها إلى قيمة تقريبية فتساوي TMS تساوي 0.13 ، وعند استخدام قيمة ال TMS الجديدة والتي تم تقريبها إلى 0.13 نقوم بحساب الزمن الجديد الناشئ من ال TMS الجديدة فيصبح الزمن الجديد هو ال TMS ، والتي هي 0.13 في 0.14 على 20 قوة 0.02 ناقص 1 فيكون الزمن الجديد هو 294 msec .



$$Tripping\ time\ modify\ TMS = TMS * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1\right)} = 0.13 * \frac{0.14}{((20)^{0.02} - 1)} = 294msec$$

عندما ننتقل إلى الfeeder رقم 1 في حال تم إغلاق ال section طبعا ، فإن زمن الtrip المتوقع عند مرور A 5000 من هذا الfeeder هو 200 زائد زمن الtrip الموجود على ال bus section والذي هو 294 فيكون زمن الtrip المتوقع على feeder رقم 1 هو msec 494 .

ومن ثم نسأل أنفسنا نفس السؤال السابق ما هي قيمة ال TMS التي سوف تحقق لي زمن trip قيمته msec 494 عند مرور fault current قيمته A 5000 ؟

ولايجاد قيمة ال TMS نقوم بالتعويض في معادلة ال normally inverse والتي تساوي 0.49 تساوي TMS في 0.14 على I fault بالنسبة ل I setting قوة 0.02 ناقص1 .

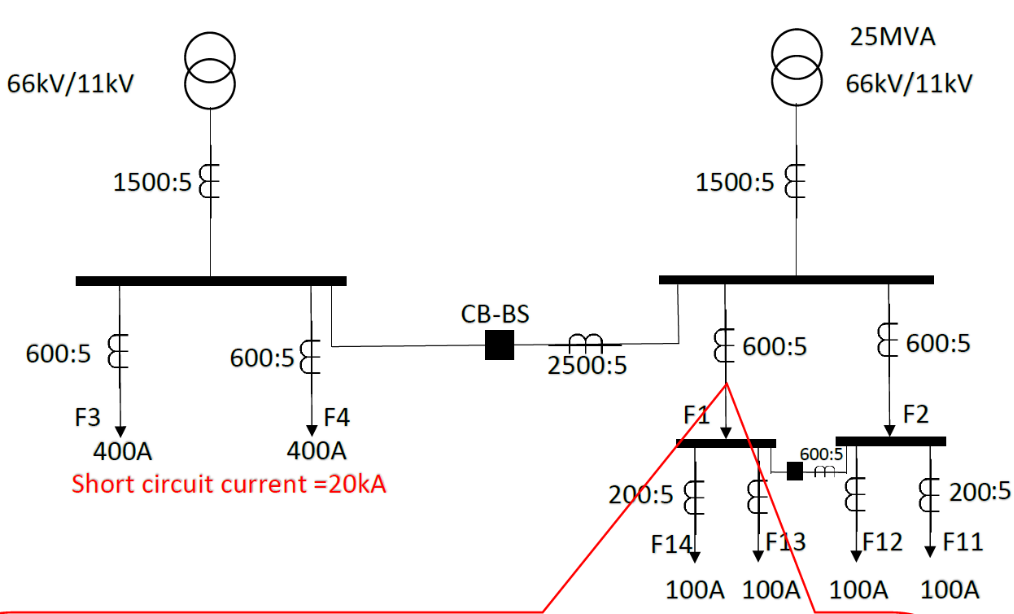
لاحظ معي هنا أن هناك متغيرين لم نقوم بحسابهم بعد وهما ال I-fault و ال I-setting .الآن دعونا نحسب ال fault و ال I setting ومن ثم نعود مرة أخرى لحساب قيمة ال TMS .
إن اقصى حمل current متوقع على هذا الfeeder هو A 400 ، لأننا قلنا لكم أن هذه ال feeders الأربعة يتم تغذيتها إما من هذا الfeeder أو من هذا الfeeder ، وبالتالي فإن قيمة ال pickup current هي 125% من ال A 400 ويساوي A 500 .

وهذه ال A 500 هي قيمة ال pickup current على الprimary ولتحويل هذه القيمة إلى الsecondary يجب علي معرفة ال CT Ratio المستخدمة والتي هي 600 إلى 5.
وبالتالي لتحويل ال A 500 إلى الsecondary نقول 500 ضرب 5 على 600 ويساوي A 4.17 ، وقيمة current الfault هنا هي A 5000 ولتحويل هذه القيمة إلى ال secondary نضرب 5000 في 5 على 600 ويساوي A 41.67 .

الآن دعونا نعود لحساب قيمة ال TMS مرة أخرى ، يجب أن يكون لديك 3 معلومات أساسية المعلومة الأولى وهي زمن الtrip الذي تريد حساب قيمة ال TMS
عنده المعلومة الثانية قيمة ال I fault current والمعلومة الثالثة قيمة ال I setting .

و عند التعويض في معادلة ال normally inverse curve لإيجاد ال TMS نقول 0.49 تساوي TMS وهي المجهولة في 0.14 على 41.67 وهي قيمة ال fault current في ال secondary تقسيم 4.147 وهي قيمة ال setting في الsecondary وكلهم قوة 0.02 ناقص 1 ويساوي TMS في 0.14 على 10 قوة 0.02 ناقص 1 ، وعليه 0.49 يساوي TMS في 0.14 على 1.047 ناقص 1 ، ومنه 0.49 يساوي TMS في 0.14 على 0.047 ، ومنه فإن قيمة ال 0.0494 تساوي TMS في 2.9705 وعليه فإن قيمة ال TMS هي 0.494 على 2.9705 وتساوي 0.016629 والتي تساوي تقريبا 0.17 .

إذن ال TMS هنا 0.17 وعليه يجب أن نقوم بحساب قيمة الزمن الجديد الناتج من وزمن الtrip عند ال TMS 0.17 تساوي T تساوي 0.17 في 0.14 على 10 قوة 0.02 ناقص 1 ، والتي تساوي 0.505 sec أو 505 msec .



$$Tripping\ time\ for\ F1, F2 = 200 + 294 = 494msec$$

$$494msec = TMS * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1\right)} = TMS * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{41.667}{4.16}\right)^{0.02} - 1\right)} = TMS * \frac{0.14}{((10)^{0.02} - 1)} \rightarrow$$

$$\rightarrow TMS * \frac{0.14}{(1.047 - 1)} = TMS * \frac{0.14}{(0.047)} = TMS * 2.968$$

$$494msec = TMS * 2.968 \rightarrow TMS = \frac{0.494}{2.968} = 0.166 \approx 0.17$$

$$Tripping\ time\ @0.17 = 0.17 * \frac{0.14}{((10)^{0.02} - 1)} = 0.505sec = 505msec$$

$$I_{Pickup\ in\ CT\ Primary} = (125\% * 400A) = 500A$$

$$I_{Pickup\ in\ CT\ secondary} = 500 * \frac{5}{600} = 4.16A$$

$$I_{Fault\ in\ CT\ secondary} = 5000 * \frac{5}{600} = 41.667A$$

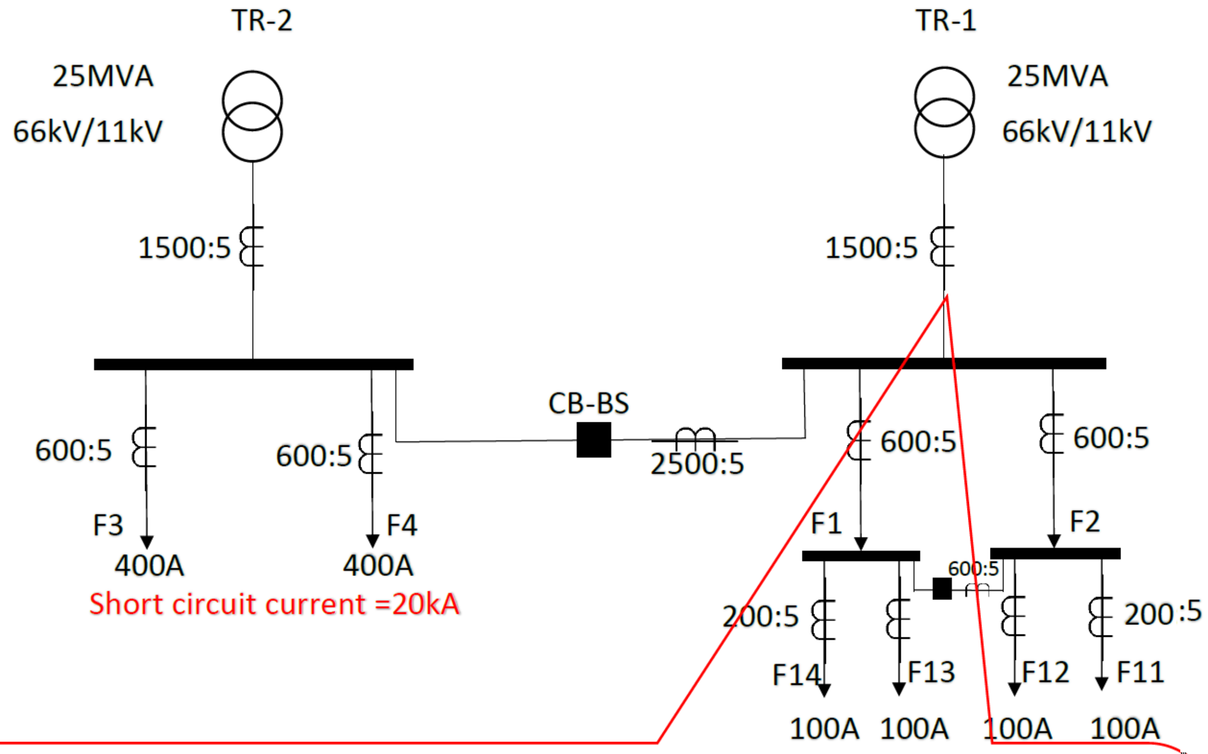
ومن ثم ننتقل إلى ضبط ال overcurrent relay المركب على secondary side على الpower transformer في حال ضبط ال current pickup للovercurrent relay المركب على ال secondary side على الpower transformer فإنه يفضل عمليا حساب قيمة ال pickup من ال rated current وليس من الmaximum load current كما كنا نستخدم من قبل وكلا القيمتين صحيح .

ولكن هذا ما عهدنا استخدامه في معظم المحطات الكهربائية ، وعادة ما نقوم بحساب قيمة ال pickup current بحيث تكون 150% من قيمة ال rated current I وال rated I هنا يتم حسابها من معادلة الapparent power المعروفة والتي تساوي الMVA على جذر ال 3 في الphase to fault phase والتي تساوي هنا في هذا المثال 25 MVA على جذر ال 3 في 11KV وتساوي 1312 A .

وتم وضع هذه النسبة لقيمة ال current pickup للovercurrent relay المركب على الtransformer بفرض أن أقصى تحميل للtransformer هو 120% من قيمة ال full load .

وتم أخذ 125% من أقصى تحميل للtransformer وهي 125% من ال 120% من ال full load ، والتي تساوي 150% من ال full load ، وال 150% من A1312 سوف يعطيني A1986 أي ما يقارب 2000 A وهي قيمة ال pickup current على الprimary التي سوف نعتمدها .

ولتحويل 2000 إلى ال secondary side CT يجب علي معرفة ال CT Ratio المستخدم على الsecondary side للpower transformer والذي هو هنا 1500 إلى 5 ، إذن 2000 A في 5 على 1500 وتساوي 6.66 A وهي قيمة ال pickup current على الsecondary side ل CT . عند اختيار زمن الtrip لا بد من مراعاة أن يكون أكبر من زمن الtrip لل overcurrent relay المركب على ال bus section ب 200 msec لم نقم بحسابه بعد الآن سوف نقوم بحسابه .



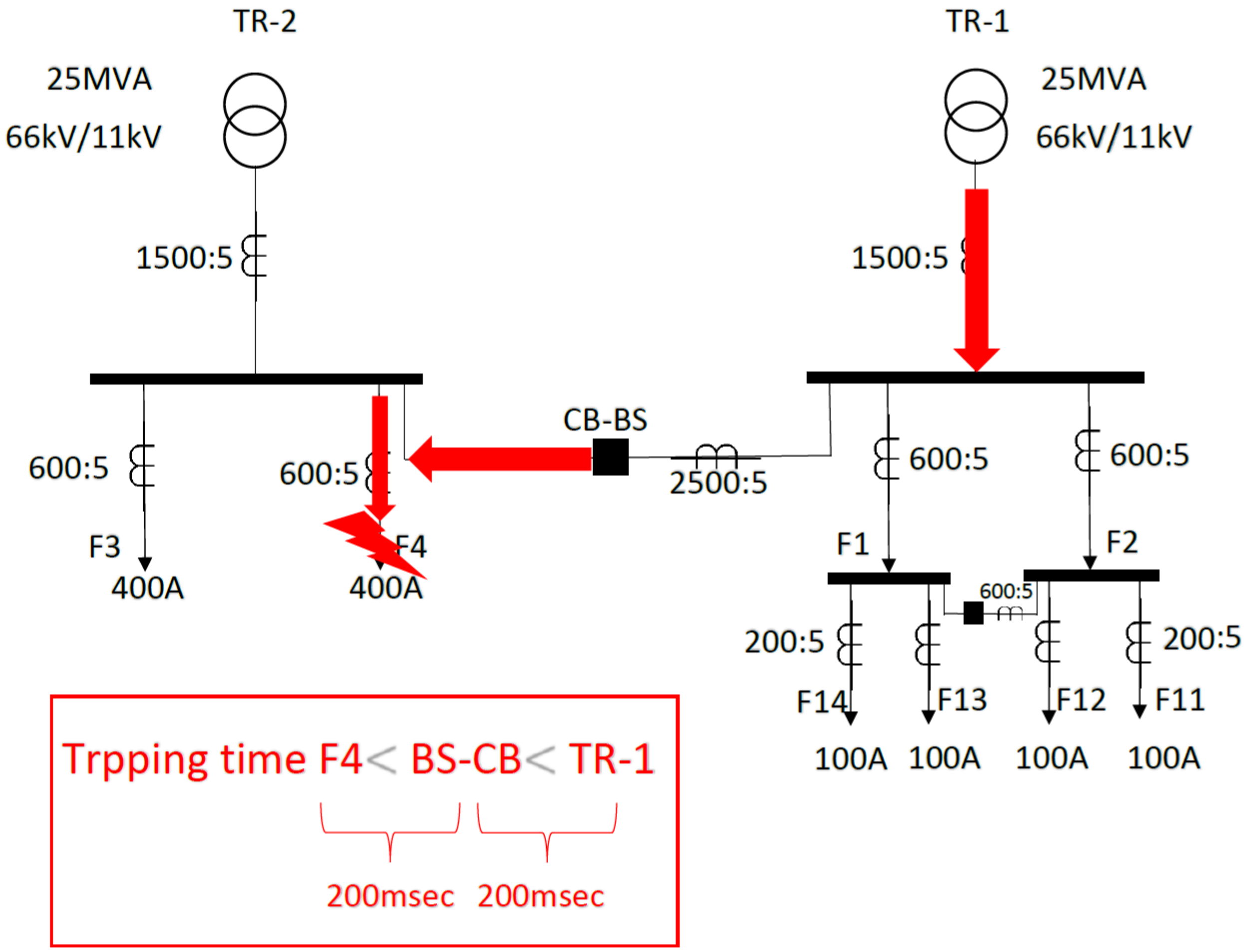
$I >$ For transfomer $= 150\%(I_{Load}) = 125\% * 120\% * (I_{Load})$

$= 150\% * 1312A = 1968A \approx 2000A$

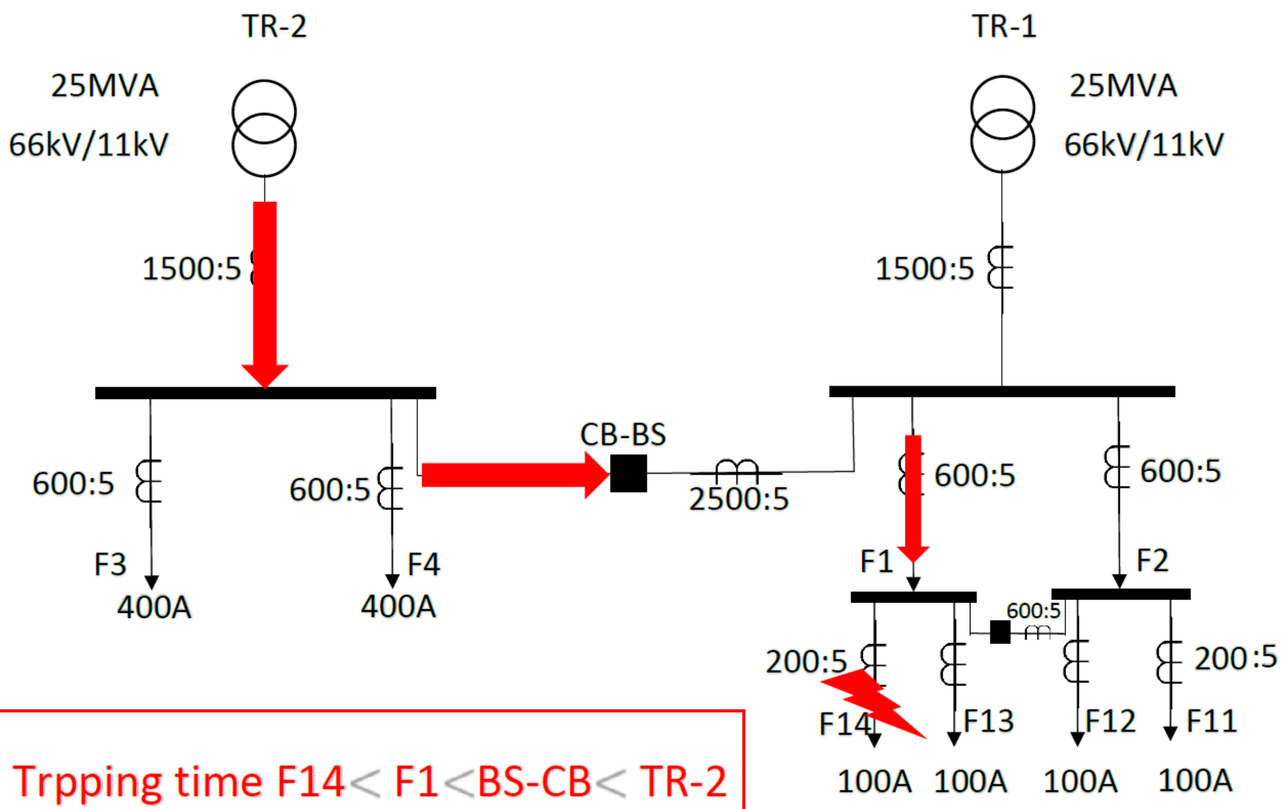
$$\rightarrow 2000 * \frac{5}{1500} = 6.66A$$

$$I_{Load} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * kV} = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 11kV} = 1312A$$

الآن لاحظ معي أنه لو حدث لدي fault على الfeeder رقم 4 وكان هذا الfeeder يتم تغذيته من transformer 1 ، بمعنى أن هذا ال close bus section فإذا تعثر ال protection الموجود على الfeeder رقم 4 لاكتشاف الfault لأي سبب كان ، فإنه يجب أن يعمل ال trip bus section CB قبل الtransformer ويجب أن يكون بينهم 200 msec time grading وذلك حتى لا نمنع التغذية عن F1 و F2 .



أما إذا حدث لدي fault على F14 وكان هذا ال F14 يتم تغذيته من transformer 2 فيجب أن يعمل trip أولا F14 ، فإذا تعثر يعمل F1 trip فإذا تعثري trip ال bus section وإذا تعثر يحدث trip ل TR-2 .



Trpping time F14< F1<BS-CB< TR-2

200msec 200msec 200msec

لذا دعونا نقوم بحساب ال setting لل bus section overcurrent relay أولا ومن ثم نعود إلى ال relay مرة أخرى .

حيث نريد أن نفترض أن أقصى current سوف يمر في هذا ال CB bus section يحدث عند trip أحد الtransformers وتغذية مغذياته من الtransformer الآخر من خلال هذا ال bus CB section ، وبالتالي نريد أن نفترض أن قيمة ال current pickup لل CB bus section هي نفسها التي حسبناها للtransformer وهي 2000 A .

ولتحويل قيمة ال 2000 A على ال CT secondary side المركب على ال bus section والذي ال CT Ratio له 2500 الى 5 فان قيمة هذا الcurrent على الsecondary side هو 4 A ، وتم إيجاد هذه القيمة من 2000 في 5 على 2500 ، أما بالنسبة لقيمة ال current I fault وهو ال 5000 فقيمته على الsecondary side هو A10 حيث 5000 في 5 على 2500 ، وزمن الtrip سوف يكون أكبر من زمن trip هذه المغذيات ب 200 msec، وبالتالي فإن زمن الtrip هو الذي على ال CB bus section هو T تساوي 0.505 زائد 200 msec ويساوي 0.705 .

ولكن ممكن أحد يسأل هذا السؤال لماذا تم coordination زمن trip هذا ال CB bus section مع زمن trip هذه الfeederات وليس هذه ؟ وهذا سؤال منطقي

و لو قمنا بعمل coordination زمني مع هذه ال feeders وكان زمن الtrip على ال feeder 4 و 5 هو 200 msec ، فإن زمن الtrip على ال CB bus section سوف يكون بزيادة 200 msec أخرى فتصبح 400 msec وهذه ال 400 تتعارض مع ال 500 msec التي على F1 في حال أن الcurrent سوف يمر بهذا الشكل وبالتالي يجب أن نأخذ في الاعتبار جميع السيناريوهات المتوقعة لمرور الcurrent .

وبالتالي فإن زمن الtrip للovercurrent relay المركب على الsecondary side على ال power transformer هو بإضافة 200 msec على 0.705 sec فتصبح 0.905 sec .

وبنفس الطريقة السابقة نسأل أنفسنا ما هي قيمة ال TMS الخاصة ب ال inverse normally curve والتي سوف تعطي زمن trip مقداره 0.905 عند مرور 5000 A ؟

لإيجاد ال TMS يجب أن يكون لدينا معرفة مسبقة ب 3 قيم :
القيمة الأولى زمن الtrip والقيمة الثانية قيمة ال fault current I على الsecondary أو الprimary والقيمة الثالثة ال I setting current .

أما زمن الtrip فهو 0.905 sec أما ال fault | current فهو 5000 ولتحويل هذه القيمة لل secondary side فإن ال CT Ratio الموجود هنا هو 1500 إلى 5 فنقول CT .

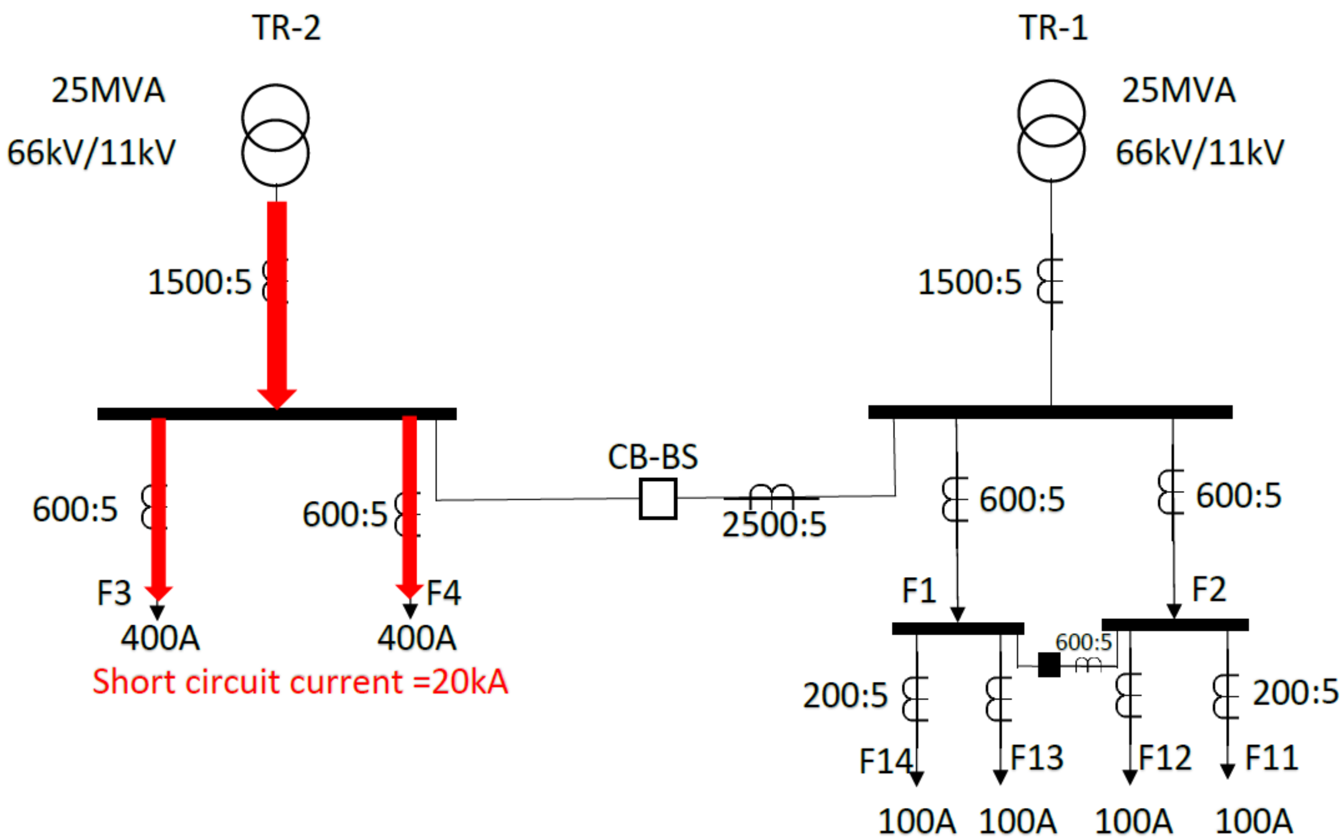
أي الfault على الsecondary هي 5000 في 5 على 1500 وسوف تعطيني 16.6667 A ، أما بالنسبة ل قيمة ال I setting فهي 2000 A كما قلنا من قبل ولتحويل ال 2000 A إلى الsecondary نقول 2000 في 5 على 1500 ويساوي 6.6667 .

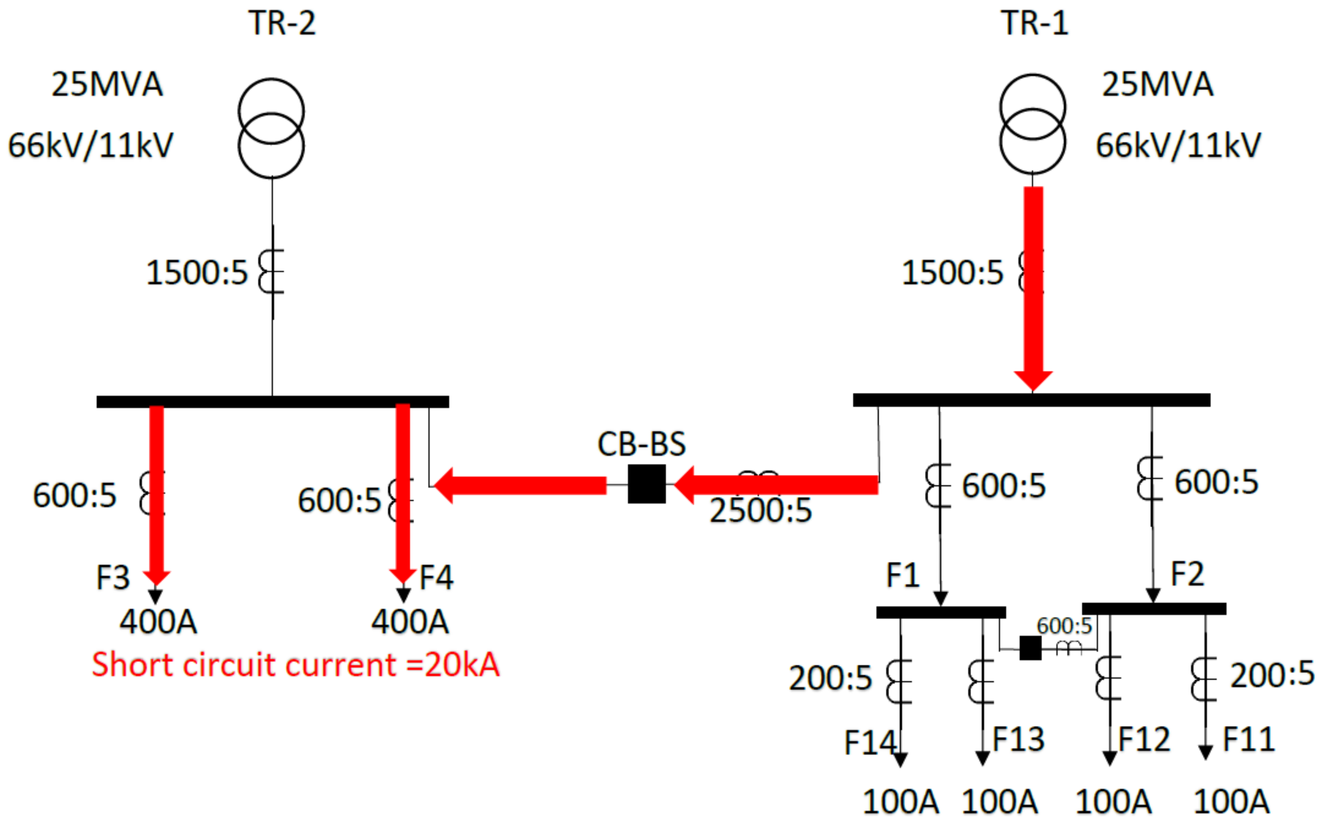
الآن نقوم بتعويض هذه القيم الثلاث في معادلة ال normally inverse لأننا اتفقنا أن ال normally inverse هو المستخدم في كل ال relays في هذه المحطة فنقول 0.905 تساوي ال TMS المجهولة .
وهي المطلوب إيجادها في 0.14 على 16.67 على 6.67 كلها قوة 0.02 ناقص 1
ومنه فإن 0.905 تساوي TMS في 0.14 على 1.0184 ناقص 1
ومنه فإن 0.905 تساوي TMS في 0.14 على 0.018488
ومنه فإن 0.905 تساوي TMS في 7.5722 وبالتالي فإن قيمة ال TMS هي 0.905 على 7.5722 ويساوي 0.1195 والتي هي تقريبا 0.12
وقيمة زمن الtrip الجديد عند TMS الجديدة بعد التقريب التي هي 0.12 تكون كالتالي time تساوي 0.12 في 0.14 على 0.018488 وتساوي 0.908 sec أي 908 msec .

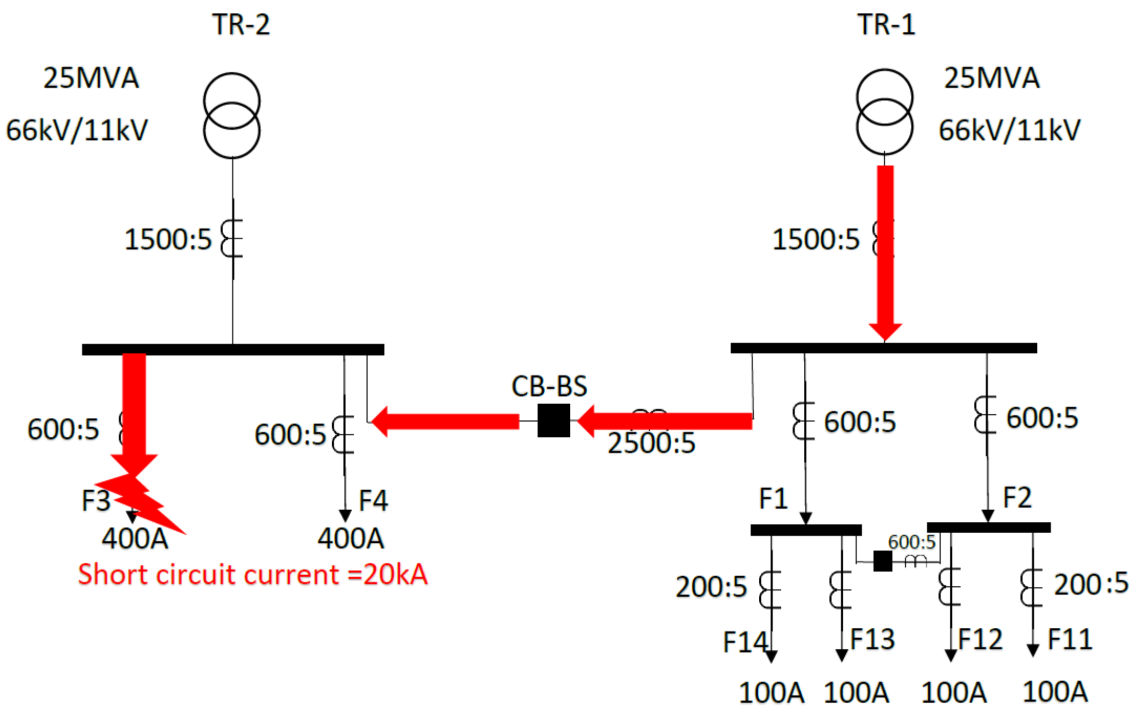
أما بالنسبة للـ3 feeder و4 ف له سيناريوهان :
السيناريو الأول : عندما يكون هذا ال open bus section فتتم تغذية هذه الـfeeders من 2 transformer كما ظاهر في الشكل .

أما السيناريو الثاني : عندما يكون هذا ال close CB bus section وتتم تغذية هذه ال feeders من 1 transformer ، وهو السيناريو الذي سوف نتحدث عنه الآن .
ف عند حدوث الـfault على الـfeeder رقم 3 فإن الـfault current سوف يمر بهذا الشكل وعليه فان ال feeder رقم 3 يجب أن يحدث trip أولا ثم ال CB bus section ثم 1 transformer .

فإذا افترضنا أن قيمة الـfault current هنا 20 KA فيجب أن يحدث trip لهذا ال feeder خلال أقل زمن ممكن ، وحتى يحدث trip لهذا ال feeder بأقل زمن ممكن فإننا نختار ال curve normally inverse وال TMS الخاصة به هي أقل قيمة ممكنة وهي 0.05 .







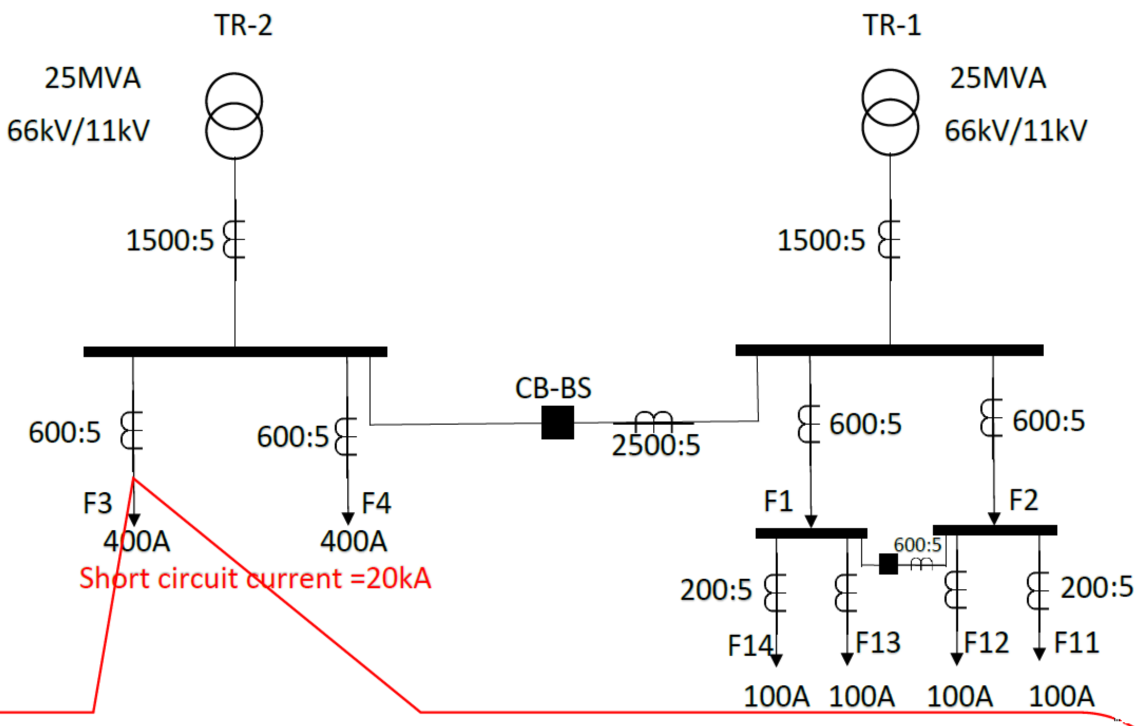
Trpping time F4< BS-CB< TR-1

200msec 200msec

و لإيجاد قيمة زمن الtrip المتوقعة فيجب علي معرفة 3 معلومات أساسية :
قيمة ال TMS وقيمة ال I fault current وقيمة ال I setting .
وقيم ال TMS التي اخترناها هي 0.05 وذلك للحصول على أقل زمن trip ممكن ، أما قيمة ال fault current فافترضنا أنها 20kA وهذه القيمة لا نستطيع أن نفترضها بشكل عشوائي طبعا ، وإنما يتم إيجادها من ال short circuit current Calculation من برنامج ال ETAP .

ومن ثم نقوم بتحويل هذه ال 20 KA إلى ال secondary side ، ولتحويلها إلى CT secondary side يجب علي معرفة ما هي ال CT Ratio المستخدمة هنا ؟
CT Ratio المستخدمة هنا هي 600 إلى 5 وبالتالي فإن قيمة الI fault current على ال secondary side تساوي 20 kA في 5 على 600 ويساوي 166.6 A .

أما بالنسبة لقيمة ال I-pickup current لهذا الfeeder فيكون كالتالي 125% من قيمة ال maximum load current الخارج من هذا الfeeder والذي هو هنا 400 A فنقول أن قيمة ال pickup current هو 125% في 400 ويساوي 500 A ، ومن ثم نقوم بتحويل هذه ال 500 A إلى ال CT secondary side ، قلنا أن ال CT Ratio هنا 600 إلى 5 فنقول أن قيمة ال pickup على ال CT secondary side هي 500 في 5 على 600 وتساوي 4.166 A
وبعد إيجاد هذه ال 3 قيم الأساسية نقوم بحساب زمن الtrip والذي يساوي 0.05 وهي قيمة ال TMS في 0.14 على 166.6A على 4.166A كلها قوة 0.02 ناقص 1
ومنه فإن زمن الtrip يساوي 0.05 في 0.14 على 40 قوة 0.02 ناقص 1
وعليه فان قيمة زمن الtrip تساوي 91.4 msec .



$$Tripping\ time\ for\ F3, F4 = TMS * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1\right)} = 0.05 * \frac{0.14}{\left(\left(\frac{166.667}{4.166}\right)^{0.02} - 1\right)} \rightarrow$$

$$\rightarrow 0.05 * \frac{0.14}{((40)^{0.02} - 1)} = 91.4msec$$

$$I_{Fault\ in\ CT\ secondary} = 20000 * \frac{5}{600} = 166.667A$$

$$I_{Pickup\ in\ CT\ Primary} = (125\% * 400A) = 500A$$

$$I_{Pickup\ in\ CT\ secondary} = 500 * \frac{5}{600} = 4.166A$$

وبهذه الطريقة نكون قد انتهينا من إيجاد ال overcurrent setting لكل ال relays المركبة على الequipment المختلفة ، وخلاصة حسابات OC Final setting لكل هذه ال relays تسلم لمهندس الprotection على شكل جدول كما هو ظاهر في هذه الصورة. فيقوم مهندس الprotection بوضع الsetting الخاصة بكل relay ومن ثم فحصها للتأكد من سلامة الrelay .

FINAL SETTING RELAY RECCOMANDATION

Function Name	Device Description	CT Ratio	Current Setting	Time setting	Tripping Time @fault
51	F11,12,13,14	200/5	3.125A (125A)	5% NI	91.4msec
51	Distribution BS-CB	600/5	2.08A (250A)	13% NI	294msec
51	F1, F2	600/5	4.16A (500A)	17% NI	505msec
51	Main BS-CB	2500/5	4.0A (2000A)	10% NI	756msec
51	F3, F4	600/5	4.166A (500A)	5% NI	91.4msec
51	TR-1/TR-2	1500/5	6.667A (2000A)	12% NI	908msec

أما إذا أردنا عمل coordination زمني باستخدام الtime definite فقط وتطبيقه على جميع ال overcurrent relays فالأمر أسهل بكثير ، حيث لا نلجأ إلى استخدام معادلات ال inverse time المختلفة ويكون الcoordination حسب الجدول التالي والذي يوضح قيمة current ال pickup و زمن الtrip الخاصة بها .

حيث نريد أن نعتمد أن الtime gap و ال margen time بين كل stage والتي تليها هي 200 msec. وبالتالي فإن ال feeder 11 و 12 و 13 و 14 لهم نفس الsetting والذي هو ال 125A pickup على الprimary وقيمة ال trip time هو 200 msec .

أما بالنسبة لهذا ال CB bus section فقيمة ال pickup current له 300 A وزمن الtrip عليه 400 msec .

أما بالنسبة للfeeder 1 و feeder 2 فلهم أيضا نفس ال setting وقيمة ال pickup لهم 500 A ، وقيمة ال trip time 600 msec ب time grading 200 msec بين كل stage والstage التي تليها .

ومن ثم فقيمة ال pickup current لهذا ال CB bus section هو 2000 A على ال primary ، وزمن trip 800 msec .

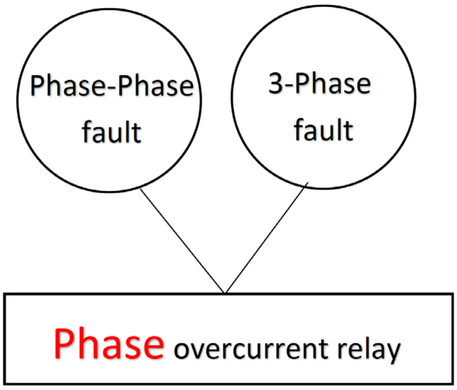
أما بالنسبة ل transformer 1 و 2 فلهم أيضا نفس ال setting وقيمة ال pickup لهم 2000 A على الprimary وزمن الtrip 1000 msec ،

أما بالنسبة للfeeder 3 و 4 فقيمة ال pickup current لهم على الprimary هو 500 A وزمن ال trip فقط 200 msec .

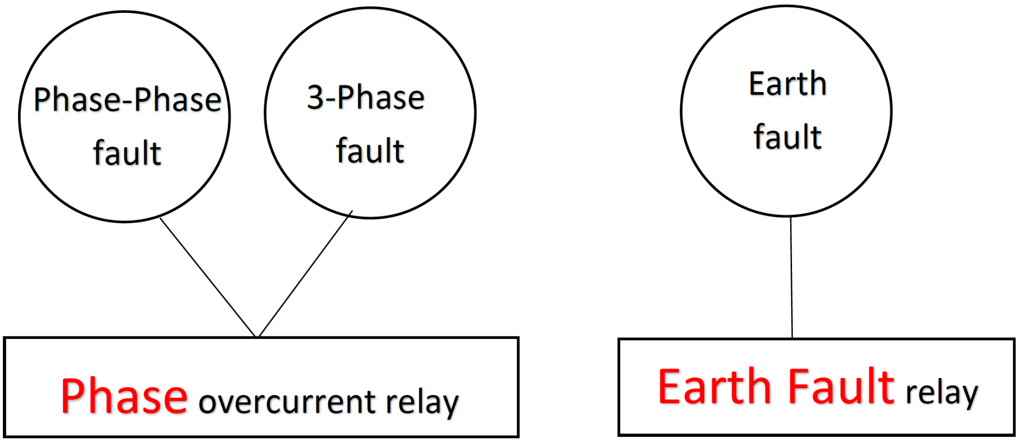
FINAL SETTING RELAY RECCOMANDATION

Function Name	Device Description	CT Ratio	Current Setting	Time setting	Tripping Time @fault
51	F11,12,13,14	200/5	3.125A (125A)	DT	200msec
51	Distribution BS-CB	600/5	2.5A (300A)	DT	400msec
51	F1, F2	600/5	4.16A (500A)	DT	600msec
51	Main BS-CB	2500/5	4.0A (2000A)	DT	800msec
51	F3, F4	600/5	4.166A (500A)	DT	200msec
51	TR-1/TR-2	1500/5	6.667A (2000A)	DT	1000msec

إن ما تم شرحه سابقا كان الاهتمام الرئيسي به يتجه نحو phase fault بمعنىphase-phase faults أو أعطال ال 3-phase فالاسم الأدق لل over current الذي تم شرحه سابقا هو phase current over relay وليس over current بشكل مطلق .



أما اكتشاف ال earth faults والتي تكون الأرض جزء من الدائرة المغلقة التي يمر بها ال fault current فتتم من خلال حماية خاصة بها وهي ال Earth Fault Protection .



ورغم أن ال earth fault relay ما هو إلا over current relay ، إلا أنه يأخذ رقم مختلف عن over current relay حسب ال ANSI device code ، فالرقم 50 على سبيل المثال لا نقول عنه حسب الANSI device code أنه

instantaneous over current relay وإنما نقول instantaneous **phase** over current relay ، وكذلك الحال ال 50N تسمى

instantaneous **earth fault** relay

50	Instantaneous phase overcurrent
50BF	Breaker failure
50N or 50G	Instantaneous earth fault
50V	Instantaneous voltage-restrained phase overcurrent
50/27	Inadvertent generator energization
51	Delayed phase overcurrent
51N or 51G	Delayed earth fault
51V	Delayed voltage-restrained phase overcurrent
59	Overvoltage
59N	Neutral voltage displacement
63	Pressure
64REF	Restricted earth fault differential
64G	100% generator stator earth fault
66	Successive starts
67	Directional phase overcurrent
67N/67NC	Directional earth fault
78	Vector shift
78PS	Pole slip
79	Recloser
81H	Overfrequency
81L	Underfrequency
81R	Rate of change of frequency (ROCOF)
87B	Busbar differential
87G	Generator differential
87L	Line differential

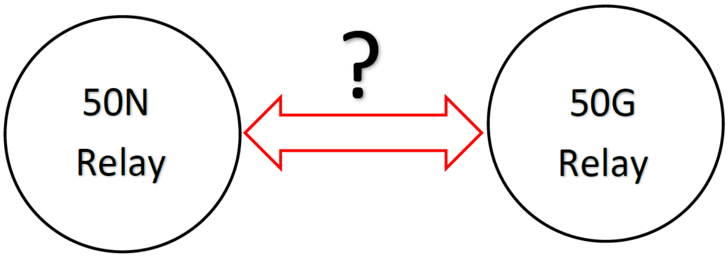
بينما ال 51 ليس Delayed over current relay وإنما التسمية الأدق Delayed **phase** over current relay ، و قلنا هنا كلمة phase حتى نميزها عن ال earth fault .

50	Instantaneous phase overcurrent
50BF	Breaker failure
50N or 50G	Instantaneous earth fault
50V	Instantaneous voltage-restrained phase overcurrent
50/27	Inadvertent generator energization
51	Delayed phase overcurrent
51N or 51G	Delayed earth fault
51V	Delayed voltage-restrained phase overcurrent
59	Overvoltage
59N	Neutral voltage displacement
63	Pressure
64REF	Restricted earth fault differential
64G	100% generator stator earth fault
66	Successive starts
67	Directional phase overcurrent
67N/67NC	Directional earth fault
78	Vector shift
78PS	Pole slip
79	Recloser
81H	Overfrequency
81L	Underfrequency
81R	Rate of change of frequency (ROCOF)
87B	Busbar differential
87G	Generator differential
87L	Line differential

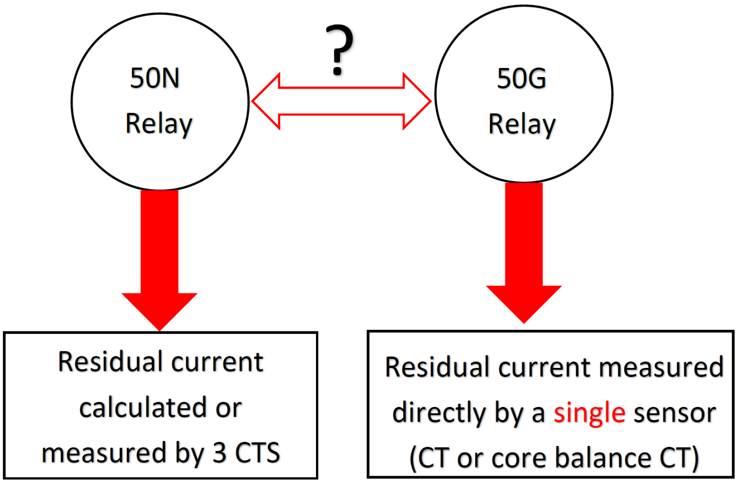
حيث يرمز ل Delayed earth fault relay بالرمز 51N

50	Instantaneous phase overcurrent
50BF	Breaker failure
50N or 50G	Instantaneous earth fault
50V	Instantaneous voltage-restrained phase overcurrent
50/27	Inadvertent generator energization
51	Delayed phase overcurrent
51N or 51G	Delayed earth fault
51V	Delayed voltage-restrained phase overcurrent
59	Overvoltage
59N	Neutral voltage displacement
63	Pressure
64REF	Restricted earth fault differential
64G	100% generator stator earth fault
66	Successive starts
67	Directional phase overcurrent
67N/67NC	Directional earth fault
78	Vector shift
78PS	Pole slip
79	Recloser
81H	Overfrequency
81L	Underfrequency
81R	Rate of change of frequency (ROCOF)
87B	Busbar differential
87G	Generator differential
87L	Line differential

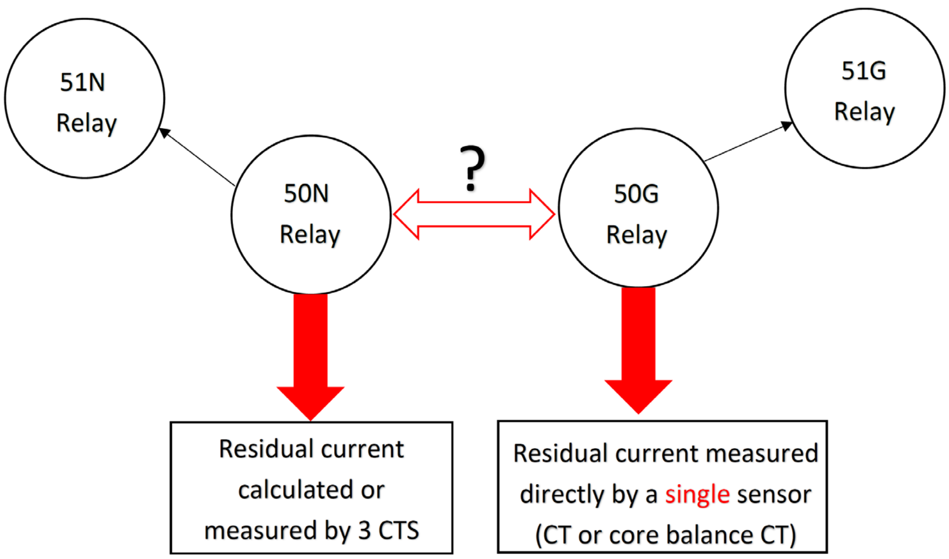
وسبق أن قلنا لكم من قبل الفرق بين ال 50N relay وال 50G relay



حيث الفرق بينهم هو في أسلوب توصيل ال earth fault relay في الدائرة ، فإذا وضع ال earth fault relay في دائرة ال neutral ويتم تغذيته من الbalance الخارج من ال 3-CT's فيسمى 50N ، أما إذا وضع في دائرة مستقلة بحد ذاته ويغذى من CT واحد فقط فيسمى حينها 50G .



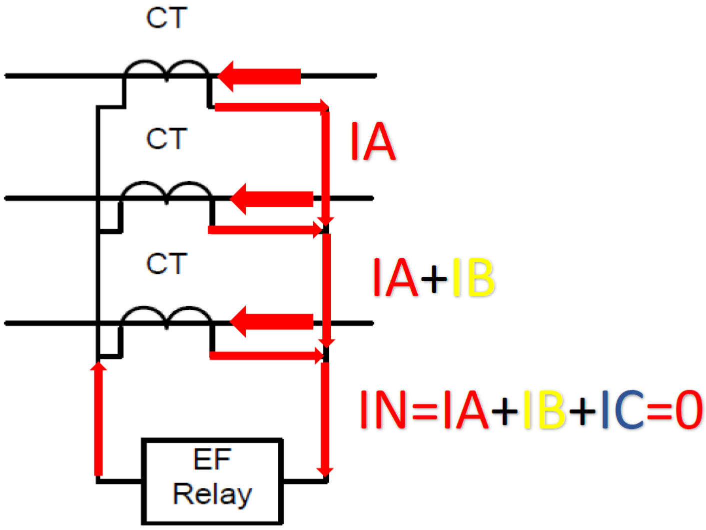
وكذلك الحال فإن الفرق نفسه بين ال 51N و 51G ف ال G هنا تعني كلمة ال Ground وال N تعني ال Neutral .



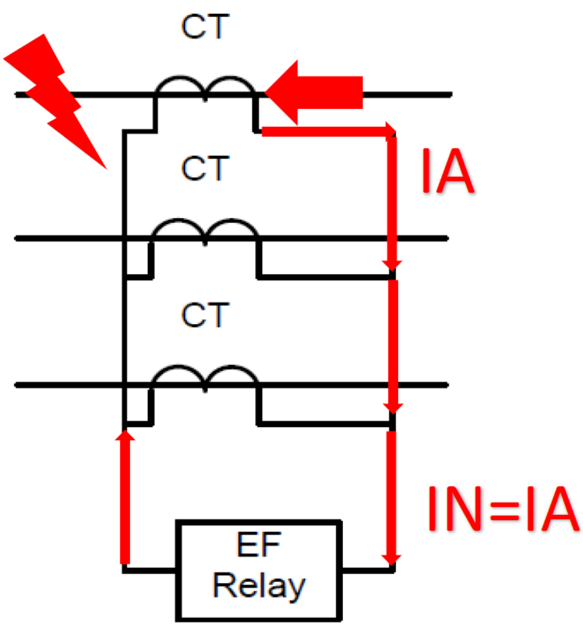


إن الميزة الأساسية لاستخدام earth fault relay لاكتشاف الأعطال الأرضية فقط والتي يتفوق بها على phase OC relay بدقته وحساسيته العالية .

حيث الearth fault relay لا يمر به current مطلقا في الأحوال الطبيعية أو في أسوء الأحوال نقول أنه قد يمر به current صغير جدا مقارنة بالcurrent الطبيعي .

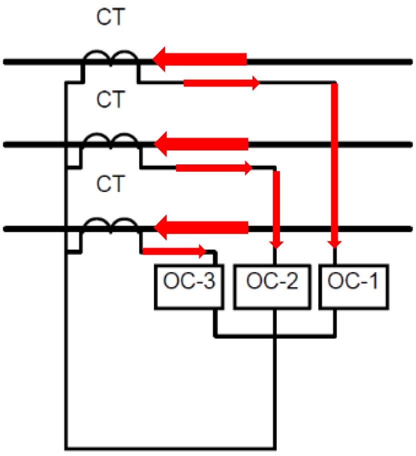


وفي حال حدث fault فإنه يمر به current عالي جدا ، لذا فالتباين و التمييز بين تيار العطل والتيار الطبيعي واضح جدا لدى الrelay .



على عكس الOC relay الذي يمر به التيار الطبيعي قبل حدوث أي عطل ثم ترتفع القيمة إلى قيمة تيار العطل ، و ربما في بعض الأحيان يكون الفرق بين تيار العطل والتيار الطبيعي غير كبير أصلا .

ف بالتالي التمييز أو الdiscrimination بين الحالة الطبيعية وحالة العطل ليس كبيرا كما هو الحال في ال earth fault relay .

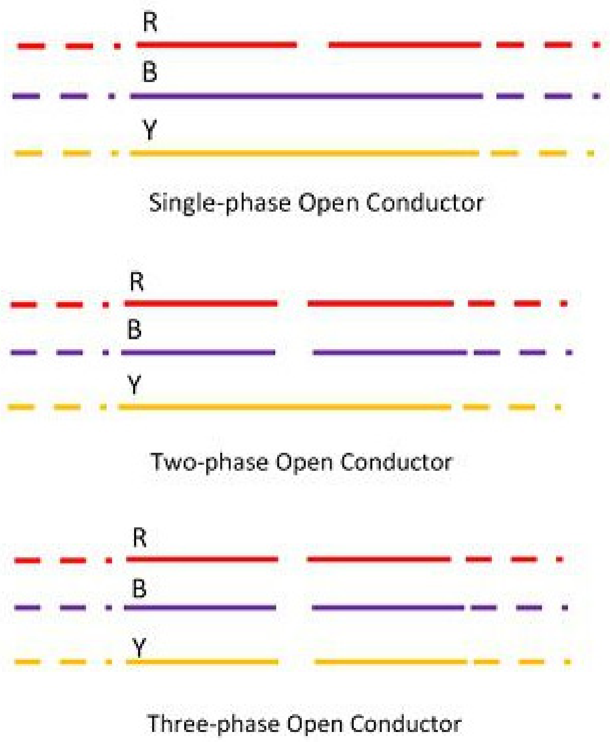


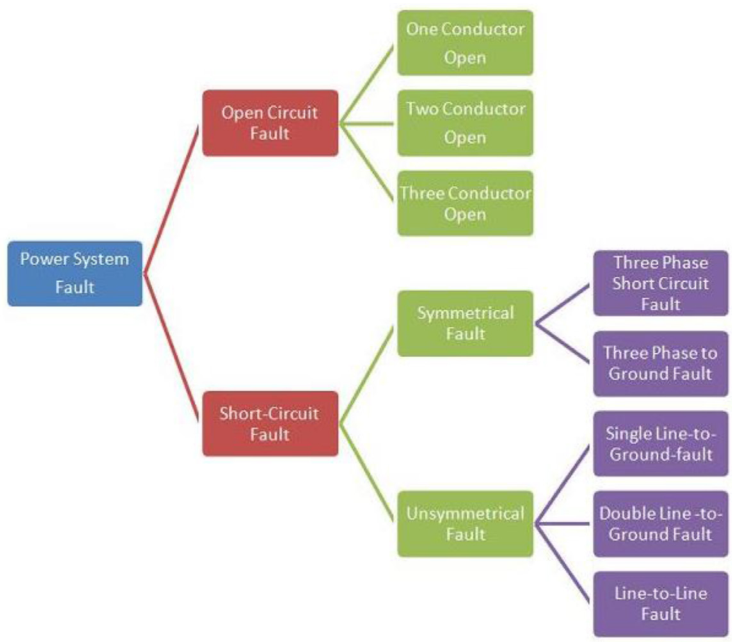


ولفهم ال earth fault protection بشكل ممتاز يجب علينا شرح وتحليل إشارات الأعطال والتعليق عليها ، لأن هناك بعض المواضيع إذا لم يتمكن مهندس الprotection من فهمها بشكل واسع أو شكل عميق ، فسيظل عاجز عن تفسير بعض الظواهر التي تنشأ بسبب الإعطال.



الآن ركزوا معي ال power system fault بشكل عام تنقسم إلى قسمين :
إما open circuit fault أو short circuit fault وال open circuit fault هي الأعطال التي تحدث بشكل رئيسي بسبب حدوث failure على أحد ال conductor -الموصلات- فيسبب إما one conductor open أو two conductor open أو Three conductor open وهي التي تسمى ال series fault .





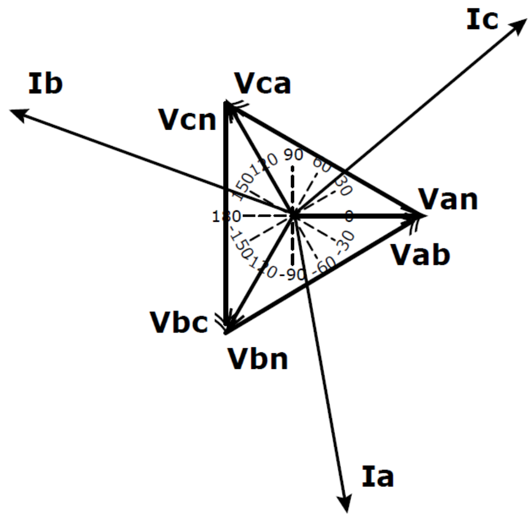
أما ال short circuit fault فهذا يعني حدوث اتصال أو short بين الconductors المختلفة أو بين phases المختلفة وتنقسم إلى قسمين :

إما symmetrical fault أو unsymmetrical fault
يعني أعطال متماثلة أو أعطال غير متماثلة
وال symmetrical fault لها نوعين :
إما 3-phase fault
أو 3-phase to ground fault
وال unsymmetrical fault لها 3 أنواع:
إما أن يحدث phase to ground fault
أو phase to phase fault
أو2-phase to ground fault

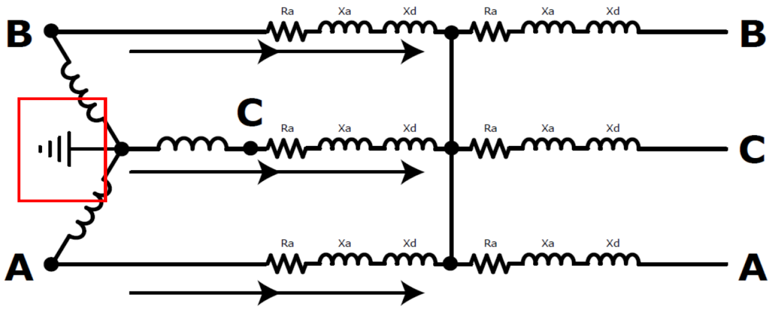
أما ال symmetrical fault ف سميت بهذا الاسم symmetrical بمعنى متماثل ، وذلك لأن التغيير الحادث على تيارات وفولتيات الثلاث فازات يتم بنفس المقدار على ال R و Y و B ويبقى الbalance system حتى بعد حدوث العطل .

Balanced

$I_N = I_A + I_B + I_C = 0$



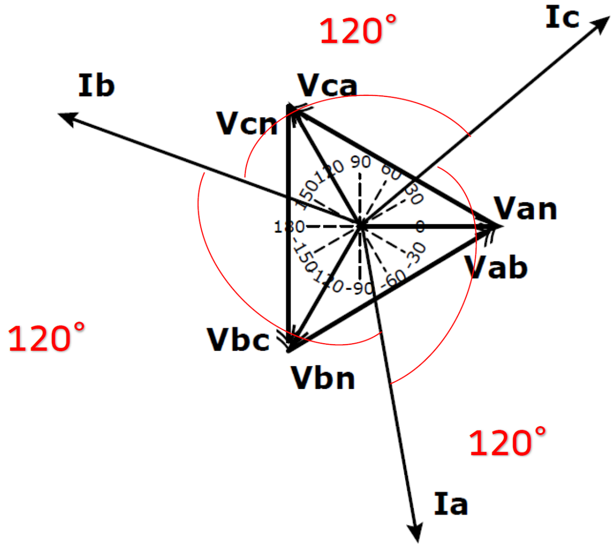
ومعنى كلمة balanced هنا أنه متزن بمعنى أن الفازات الثلاث للcurrent ال R و Y و B سوف تلغي بعضها في نقطة ال neutral ، وهذا يعني أن قيمة الcurrent المار في ال neu- tral في حال الأعطال المتماثلة يجب أن يساوي صفر ، وهذا يعني أن وجود ال ground وعدم وجوده في هذا النوع من الأعطال لا يؤثر بشيء لأنه لن يمر به أي current من خلاله لحظة العطل .



إلا أن نسبة حدوث ال faults ال 3-phase to ground هو من 2% الى 3% من نسبة ال faults الكلية ، بينما نسبة حدوث ال faults ال 3-phase فقط هي أقل من 1% .

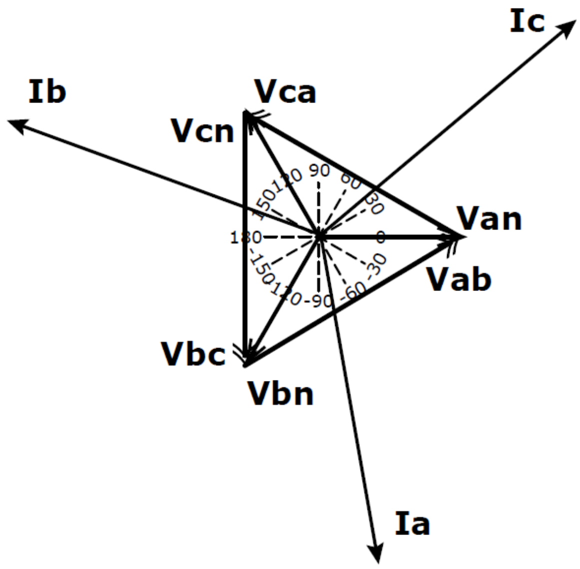
S.NO	Type of Fault	Short Form	Physical Representation	Symmetrical or Unsymmetrical	Probablity of Occurance
1.	Three phase line to Ground Fault	3LG	A B C	Symmetrical	2 – 3%
2.	Three phase line to line Fault	3LL	A B C	Symmetrical	< 1%

إن حدوث symmetrical fault يعني أن الcurrent سوف يرتفع على الفازات الثلاث في آن واحد وأن shift phase بين ال الفازات الثلاث سوف يبقى كما كان قبل حدوث العطل بمعنى أن shift phase كان قبل حدوث العطل 120 درجة وبعد حدوث العطل بقي shift phase بينهما كما هو ، أي بين الفازات الثلاث 120 درجة .



Three-Phase Fault

وإذا قلنا أنه حدث ارتفاع في الcurrent على الفازات الثلاث لحظة العطل فهذا الارتفاع سوف يكون على حساب الفولتية ، يعني أن ارتفاع الcurrent سوف يصاحبه انخفاض في الفولتية على الفازات الثلاثة ، و هذا الانخفاض سوف يكون متماثل على ال R و Y و B و phase shift سوف تكون أيضا بزاوية 120 درجة بين كل الphases لذا نسميه balance أو symmetrical fault .



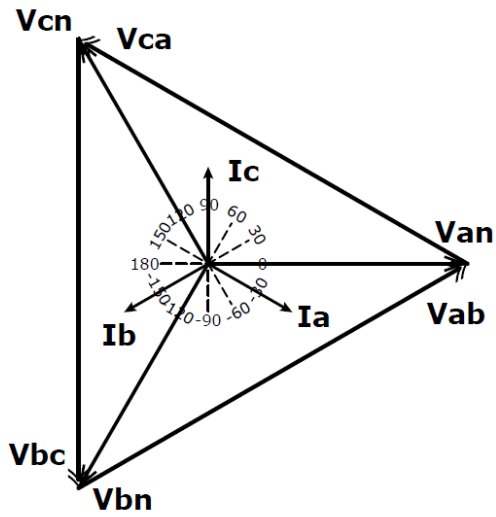
Three-Phase Fault

ولفهم الsymmetrical fault بشكل أفضل وأعمق تابع معي تحليل هذا ال 3-phase fault phasor diagram .

نفترض أن هذا phasor diagram لمحطة 132kV قبل حدوث العطل والتي تسمى prefault ، أو ال normal case ، عندما نقول أن هذه المحطة 132kV فإننا نقصد مقدار voltage والذي هو ال line to line حيث فولتية ال line to neutral يساوي ال line to line على جذر ال 3 ، فإذا كان ال line to line 132kV ، فإن ال 132kV على جذر ال3 سوف يساوي فولتية ال line to neutral والتي تساوي 76.21kV .

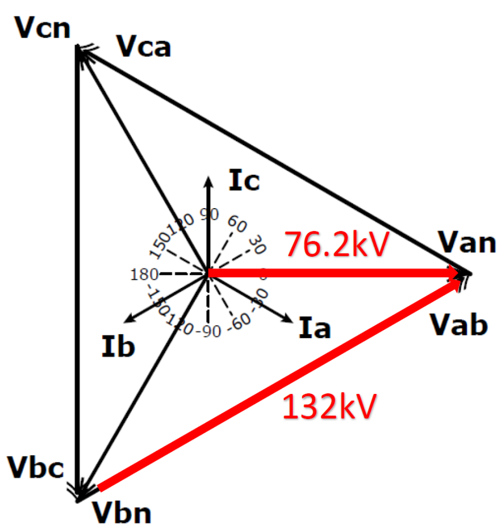
$$132kV = V_{LL}$$

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} = \frac{132kV}{\sqrt{3}} = 76.21kV$$



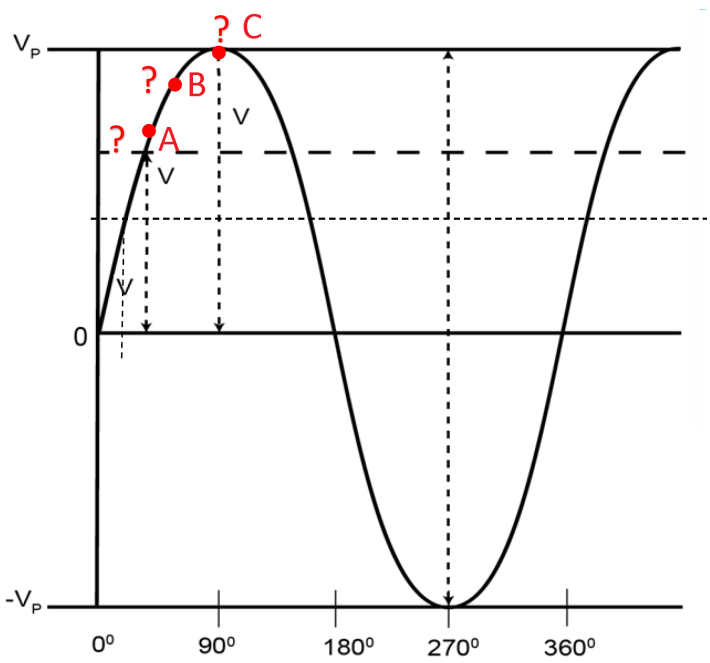
Prefault or Normal

وكما هو معلوم فإنه من قواعد phasor diagram أن طول ال vector ما هو إلا دليل على مقداره ، لذا فإن طول ال V-line to line vector أكبر من طول الV-line to neutral vectorكما تلاحظ في هذه الصورة.

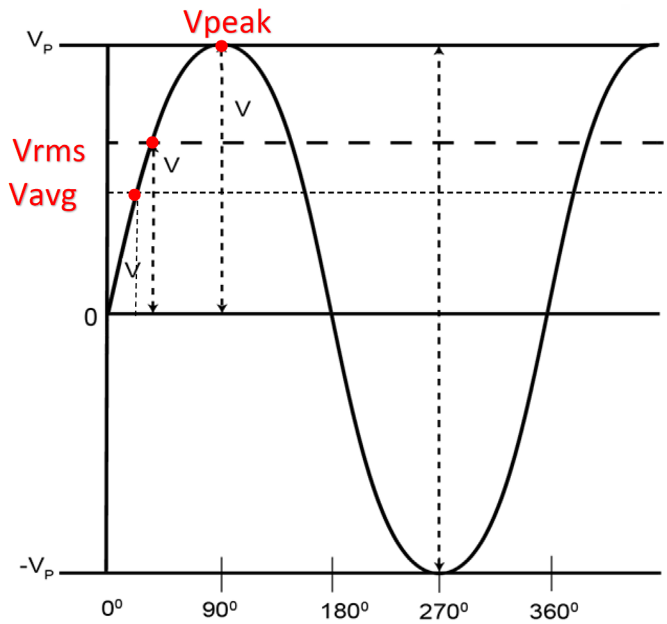


Prefault or Normal

إذا قلت لك بأن هذه ال sinusoidal تمثل قيمة ال neutral to line فأين يجب أن تقع قيمة ال 76.21kV عند النقطة A أم B أم C ؟ إن قيمة ال 76.21kV لا تقع على A ولا B ولا حتى C !!، وإنما هي قيمة ال RMS value وهي اختصار ال Root Mean Square value والتي تساوي V peak على جذر ال2 وهي قيمة تقع أعلى من قيمة ال V-avg بقليل.



$$V_{RMS} = \frac{V_{Peak}}{\sqrt{2}}$$



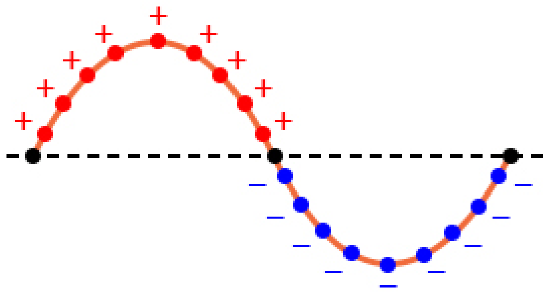
حيث ال V avg هنا تساوي Vpeak على π/2 حيث ال π هنا تساوي 22 على 7

$$V_{Avg} = \frac{V_{Peak}}{\pi/2}$$

وممكن أحد يسال هذا السؤال لماذا اعتمدنا قيمة الRMS voltage ولم يتم اعتمادها ك average ؟

وذلك لأن average voltage لها قيمتين أحدهما موجبة في النصف الأول من ال cycle وأخرى سالبة في النصف الثاني من الموجة أو من الcycle ، وبالتالي فإن السالب سوف يحذف الموجب ويصبح الaverage total هو 0 ، بالإضافة إلى أن ال RMS value أصلا هي قيمة ال effective value التي تؤثر على power loss و هي القيمة التي يتم نقلها فعليا.

$$P = V_{RMS} * I_{RMS}$$



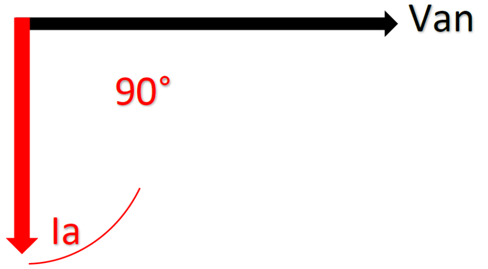
True average value of all points (considering their signs) is **Zero**!

وال RMS value لها قيمة واحدة فقط ثابتة ومستمرة على طول الشبكة وهي القيمة التي يتم قياسها بال multimeter. وهذا ما يسمى ما هو معلوم من هندسة الكهرباء بالضرورة!

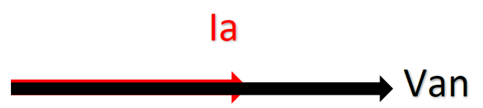




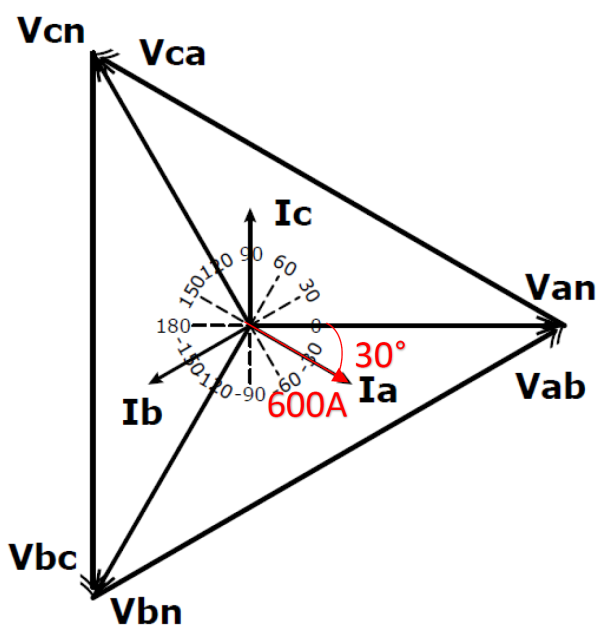
لاحظ معي هنا أن قيمة التيار قبل العطل نفترض أنها 600 أمبير وهي قيمة متأخرة عن قيمة الفولتية بزاوية 30 درجة ، وذلك لأن معظم الimpedance والتي هي ال line impedance و ال load impedance من نوع inductive ، ونلاحظ أيضا أن نسبة R أعلى من نسبة XL inductive reactance في الequivalent circuit لدليل واحد فقط أن ال Pure inductive سوف يؤخر الcurrent إلى الزاوية 90 ، و كلما زادت نسبة R في الشبكة أو في ال equivalent circuit فإن ال current phasor diagram سوف يجر باتجاه زاوية الصفر



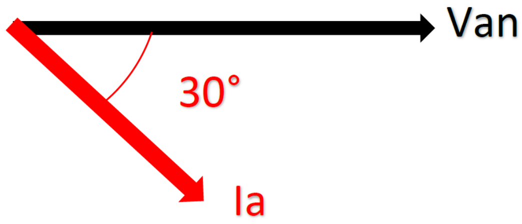
Phaser diagram for XL



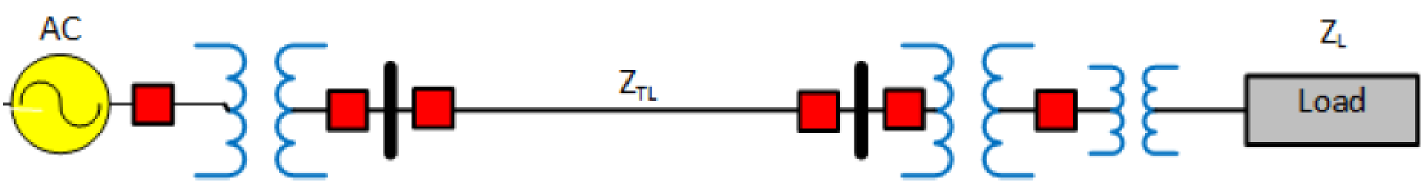
Phaser diagram for R

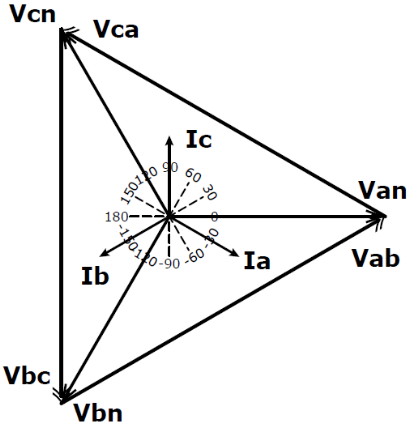


لاحظ أن هناك تنافس شديد بين R وبين XL ال R تجر الcurrent باتجاه الزاوية 0 و XL تجر الcurrent باتجاه الزاوية 90 إلى أن استقر الvector إلى الزاوية 30 وهذا يعني أن R نسبتها أكبر



لكن السؤال هنا هل قيمة R مرتفعة في ال line impedance أم في ال load impedance هذا الجواب سوف نشاهده عند حدوث عطل يخرج لي ال load من الcircuit كلها ، وبالتالي سوف نرى ما هو سلوك ال current phasor diagram ؟

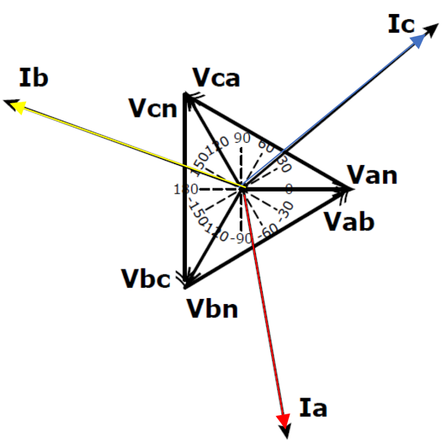




Prefault or Normal

ولكن أهم ما يجب معرفته الآن أن الpower system قبل حدوث العطل كان balanced وكان يوجد symmetrical بين الcurrents و voltage's ال 3 phase المختلفة.

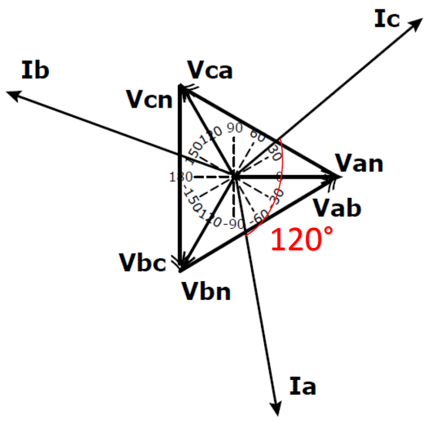
الآن تابعو معي ماذا سوف يحدث
ل current phasor diagram وال voltage عند حدوث 3-phase fault؟



Three-Phase Fault

عند حدوث 3-phase fault ، فإن قيمة التيار سوف ترتفع إلى أكبر ما يمكن على ال الفازات الثلاث وهذا يجعلها أخطر أنواع الأعطال ، لأنها الأعلى في قيمة تيار العطل ، ولكنها لحسن الحظ الأسهل في طريقة حسابها ، و ذلك لأن قيمة التيار تتشابه في الفازات الثلاث ، وبالتالي يكفي التعامل مع الsingle line diagram لحسابها .

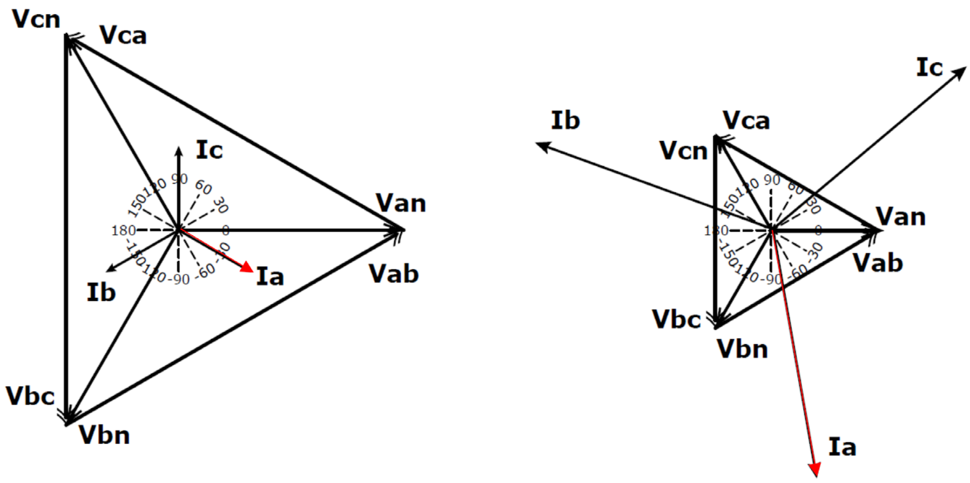
ولاحظ معي أيضا انخفاض قيمة الفولتية على الفازات الثلاث إلى أقل ما يمكن و phase shift بين فولتيات الفازات الثلاث أيضا بقي كما هو قبل وبعد العطل.



Three-Phase Fault

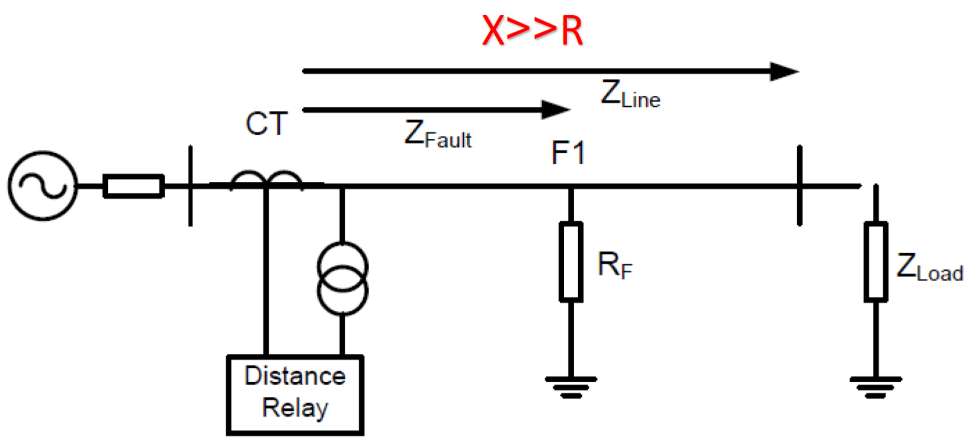
ولاحظ معي أن shift phase بين التيارت على الفازات الثلاث أيضا بقيت كما هي 120 درجة ، الآن حدث إزاحة للزوايا صحيح ، ولكن shift phase بقي كما هو.

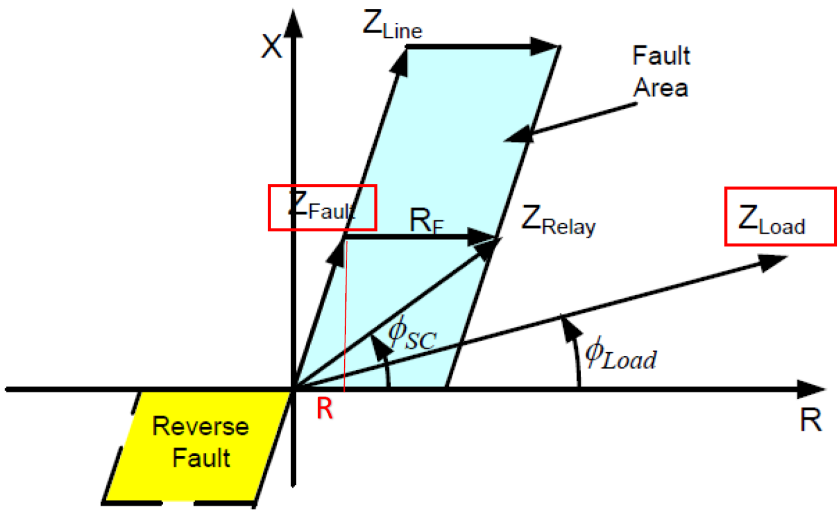
لاحظ أنه قبل حدوث العطل كان التيار متأخر بزاوية 30 درجة وبعد حدوث العطل ، وخروج ال load من الخدمة أو من ال الcircuit اقترب تيار العطل من الزاوية 90 وهذا دليل على ماذا ؟



Prefault or Normal **Three-Phase Fault**

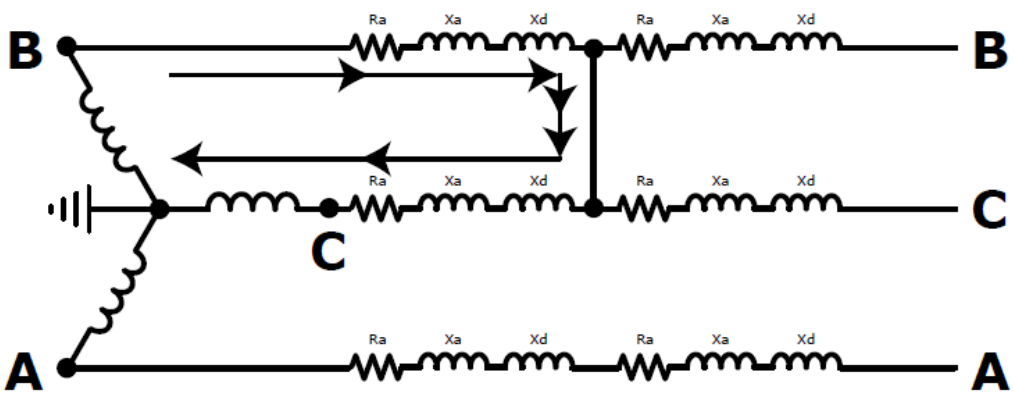
هذا دليل على أن معظم الresistance موجود في ال load ، ف عند حدوث عطل تم إزالة ال R وأصبح ال relay يرى ال line impedance فقط ، وبالتالي فإن قيمة XL أكثر بكثير من قيمة ال R في ال line impedance ، لاحظ أننا قلنا أكثر بكثير ولكننا لم نقم بإلغائها حيث لا يوجد عمليا شيء اسمه pure inductive circuit ، لذا لاحظ أن الزاوية لم تصل إلى 90 درجة مئة بالمئة وإنما بقي هناك إزاحة خفيفة باتجاه الصفر بسبب وجود بعض ال resistance في الخط.





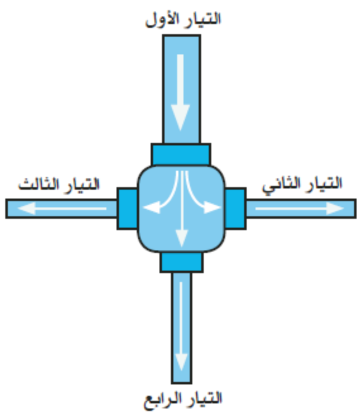
أما في حال حدوث phase to phase fault فهذا يعني أنه حدث اتصال بين موصلين ل Two phases مختلفات .

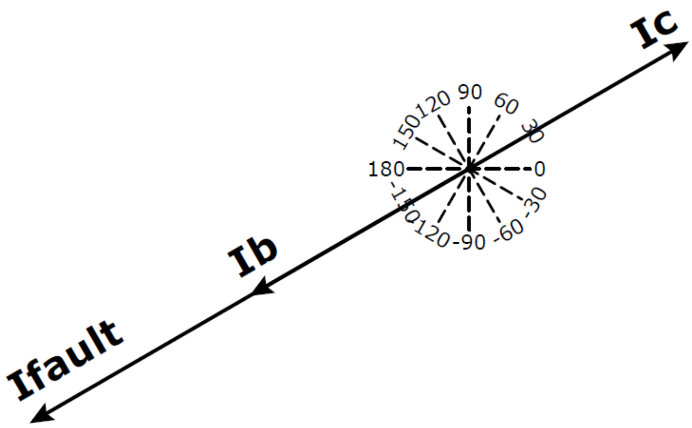
الآن تابع معي تحليل حدوث phase to phase fault ، لاحظ معي في الشكل حدوث اتصال بين ال B phase و C phase ، مما أدى إلى ارتفاع التيار على الفازات التي حدث عليها العطل فقط مع بقاء التيار على الفاز الذي لم يحدث عليه العطل كما هو قبل وبعد العطل وارتفاع قيمة التيار على الفازات التي حدث عليها العطل تعتمد على قيمة الimpedance أو موقع ال fault.



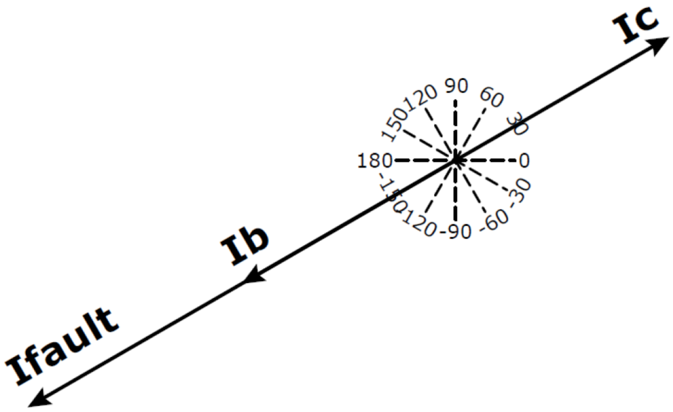
Phase-Phase Fault

لاحظ من الشكل أن تيار العطل تدفق من ال phase B source لتغذية نقطة العطل ثم عاد ليغلق الدائرة إلى مصدره من خلال ال phase C. ومن أساسيات الكهرباء يجب أن نعلم أن التيار عندما يمر في دائرة مغلقة ، و لا يوجد بها أي تفرعات فإنه يجب أن يبقى نفسه. وبالتالي فإن مقدار B phase current يجب أن يكون نفس C phase current ، ولكن يختلف معه بالاتجاه أو بالpolarity.



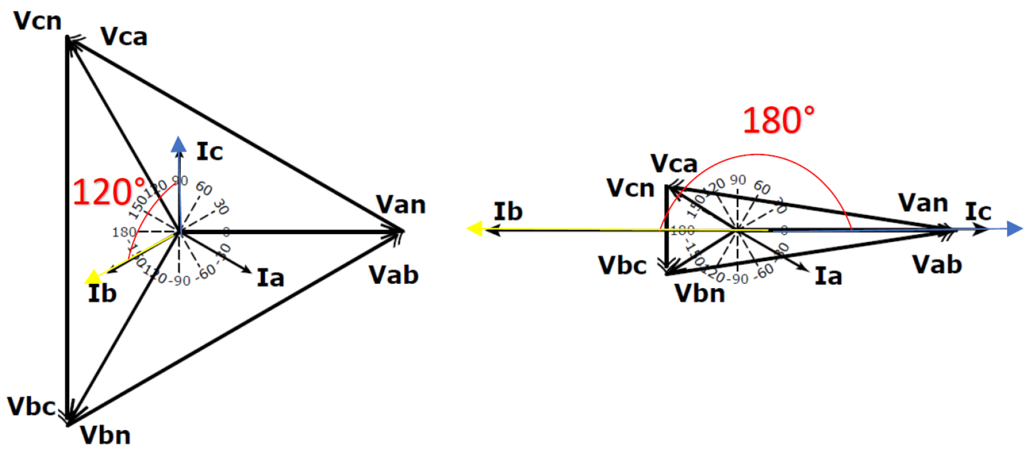


بمعنى أنه لو أفترضنا أن زاوية B phase current تساوي صفر ، فيجب أن تكون زاوية C phase current تساوي 180 درجة ، و مجموع ال total current fault لا يكون بطرحهم ، وإنما بجمعهم Ib+Ic ، وبما أن لهم نفس القيمة فإن قيمة الcurrent fault تساوي 2Ib.



وبما أن التيارات قد ارتفعت على B phase و C الذي حدث عليهم الfault وبقي A phase كما هو فإن الفولتيات أيضا سوف تنخفض على B phase و C فقط ويبقى A phase كما هو .

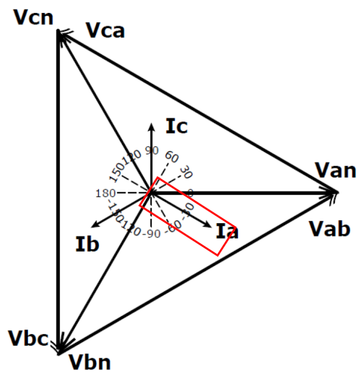
لاحظ معي هنا أنه حدث اختلاف في phase shift بين ال phases قبل وبعد الfault حيث قبل ال fault كان phase shift بين ال phases هو 120 درجة وبعد الfault أصبح shift phase 180 درجة وخاصة بين B phase و C phase

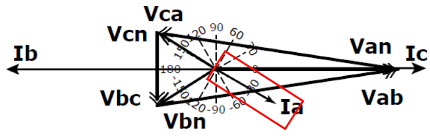


Prefault or Normal

Phase-Phase Fault

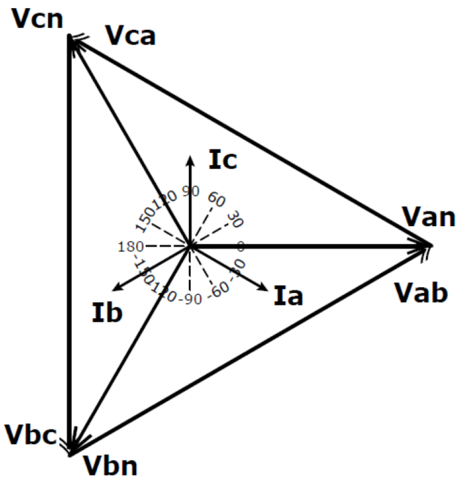
ولاحظ أيضا بأن A phase ، والذي لم يشارك في العطل بقي كما هو قبل وبعد العطل.





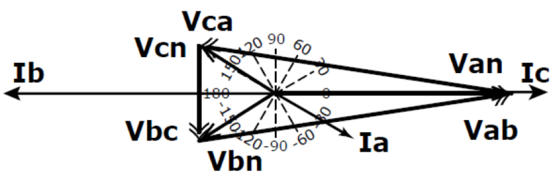
Prefault or Normal **Phase-Phase Fault**

فعندما نلاحظ أن هناك اختلاف واضح بين ال prefault system وال fault system على الفازات الثلاث ، حيث اختلفت قيمة ال magnitude على كل phase بطريقة مختلفة أو بمقدار مختلف ، و اختلفت قيمة phase shift بين الفازات قبل وبعد العطل حيث كانت 120 درجة وأصبحت 180 درجة فإننا نقول هنا أن هذا العطل هو من نوع unsymmetrical fault أي عطل غير متماثل ، وهذا يعني أنه أنشأ لي قيم غير متماثلة على الفازات الثلاث أو نقول بأنه unbalance بمعنى أنه عمل النظام غير متزن.



unsymmetrical fault

unbalanced fault



Prefault or Normal **Phase-Phase Fault**

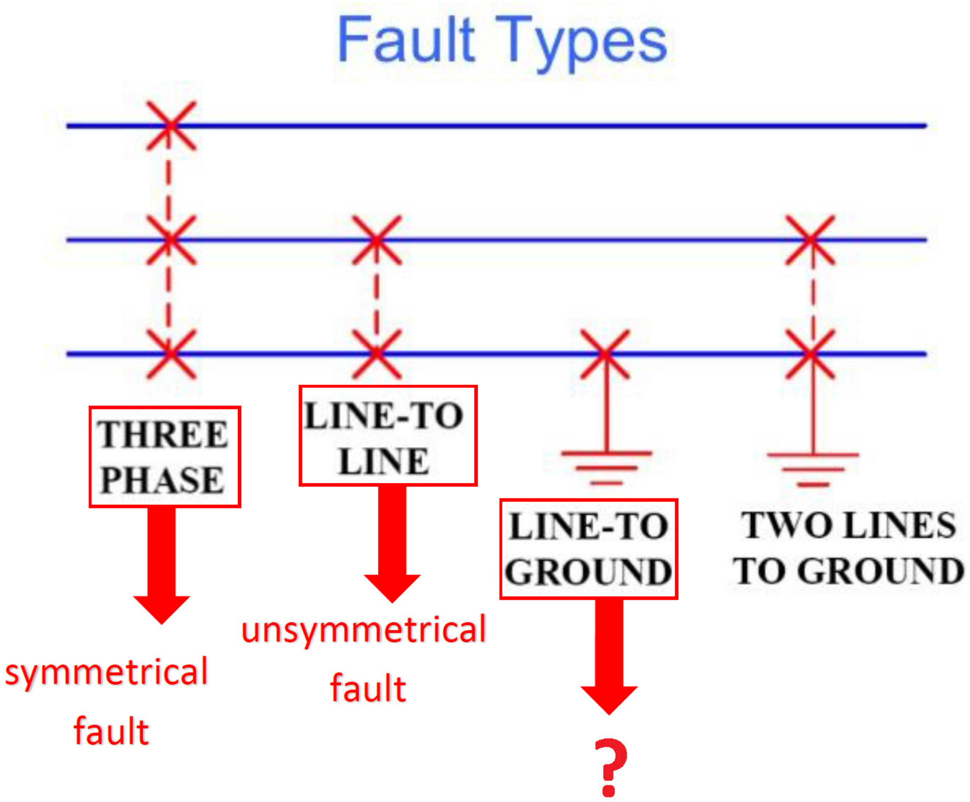
ملاحظة : كل نظام غير متزن يعتبر نظام غير متماثل بالتأكيد ، ولكن ليس كل نظام غير متماثل بالضرورة أن يكون نظام غير متزن ، فيمكن أن يحدث عطل أرضي في نظام غير مؤرض ، وينشئ نظام غير متماثل من قيم وزوايا التيارات والجهود على الفازات الثلاث ، ولكن النظام بقي متزن ، بمعنى أن المجموع الاتجاهي للفازات الثلاث اضطرت أن تبقى صفر بسبب عدم وجود ارضي أو نيوترال ، وعندها لن تعمل الحماية ضد الأعطال الأرضية EF Protection.

ونسبة حدوث هذا النوع من أعطال phase to phase faults هو من 15 إلى 20% من نسبة الأعطال الكلية في الشبكة الكهربائية كما هو واضح في الجدول .

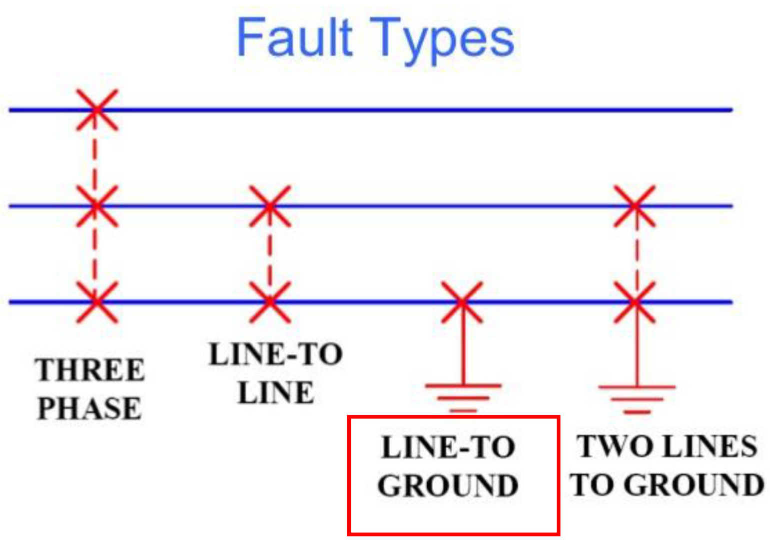
S.NO	Type of Fault	Short Form	Physical Representation	Symmetrical or Unsymmetrical	Probablity of Ocurance
1.	Three phase line to Ground Fault	3LG	A B C	Symmetrical	2-3%
2.	Three phase line to line Fault	3LL	A B C	Symmetrical	<1%
3.	Line to line Fault	1LL	A B C	Un Symmetrical	15-20%

إذن ال 3-fault phase يسمى symmetrical fault أو balanced fault

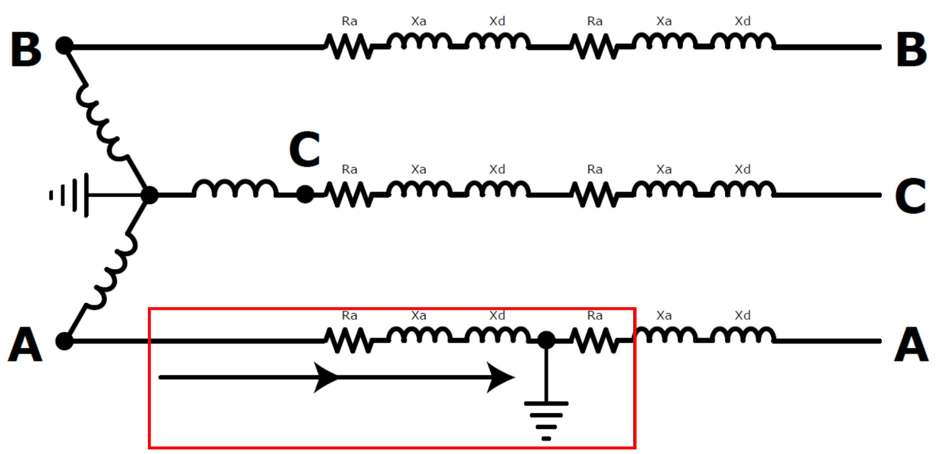
و phase to phase fault تسمى unsymmetrical fault ، وأنتم تعرفون الآن ما الفرق بين كلمة symmetrical و unsymmetrical ماذا تتوقعوا أن يكون phase to ground fault هل هي symmetrical أم unsymmetrical fault ؟

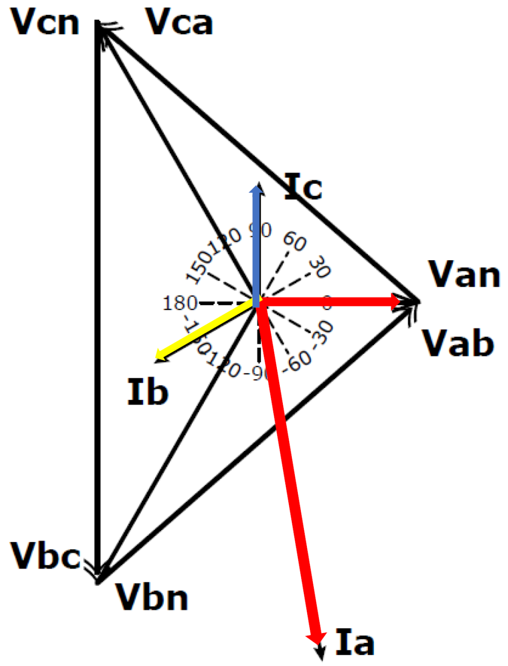


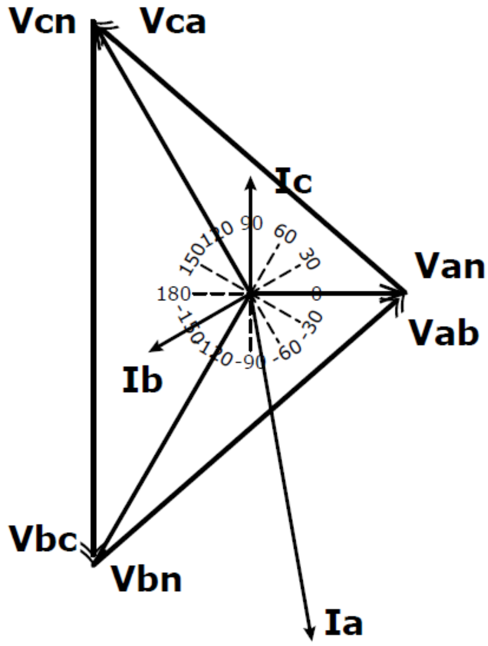
الآن دعونا نقوم بتحليل الـsingle phase to ground fault وأنتم من سيقرر هل هذا unsymmetrical fault أم symmetrical fault ؟



في حال حدث earth fault على الـphase A بمعنى أنه حدث connection بين الـ phase conductor مع الأرض ، فسوف ترتفع قيمة التيار على الـphase A ، وإذا قلنا أن قيمة التيار ارتفعت على الـphase A فهذا يعني أنه سوف تنخفض قيمة الفولتية على نفس هذا الـphase الذي حدث عليه الـfault ، بينما لم تتاثر قيم التيارات والفولتيات على بقية الفازات التي لم يحدث عليها العطل , والتي هي هنا phase B و C .

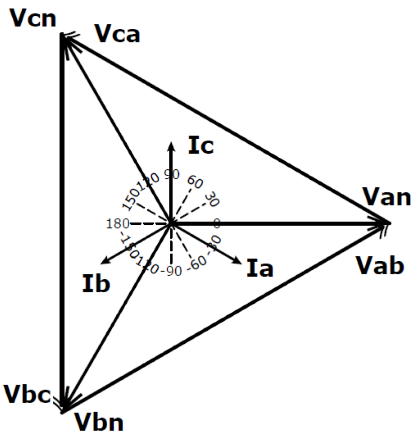




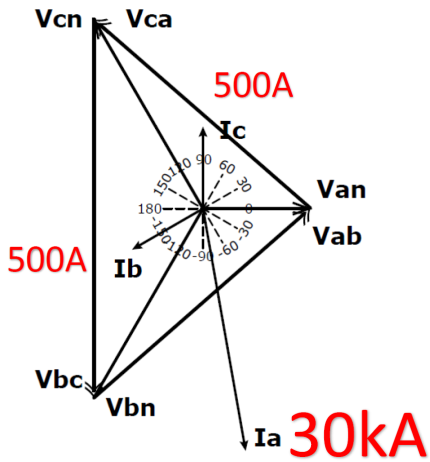


Phase-Ground Fault **Phase-Ground Fault**

وفي كثير من المراجع يتم افتراض أن قيمة التيارات على الفازات التي لم يحدث عليها العطل بأنها تساوي 0 ، في الحقيقة هي لا تساوي 0 تماما ، وإنما بقيت كما هي قبل وبعد حدوث العطل ، وتم الافتراض على أنها 0 نسبيا مقارنة بتيار العطل الكبيرة ، فعندما نقول أنه حدث عطل على ال A phase قيمته 30kA فما نسبة ال 500A ك rated current مثلا مقارنة ب ال 30kA ، لذا تم الاعتبار على هذه القيمة هي 0 لتسهيل الحسابات فقط.



Prefault or Normal



Phase-Ground Fault

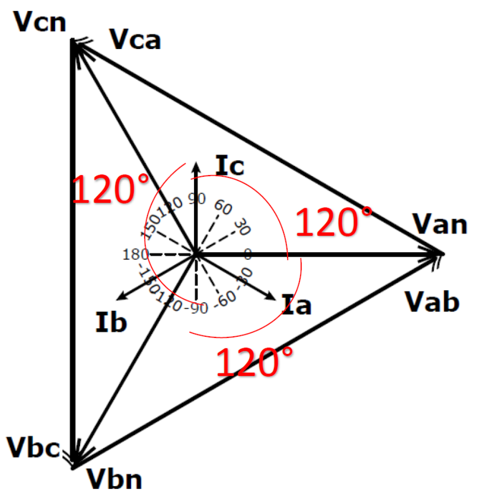
Single-phase-earth (A-E)

$$\overline{I_b} = 0$$

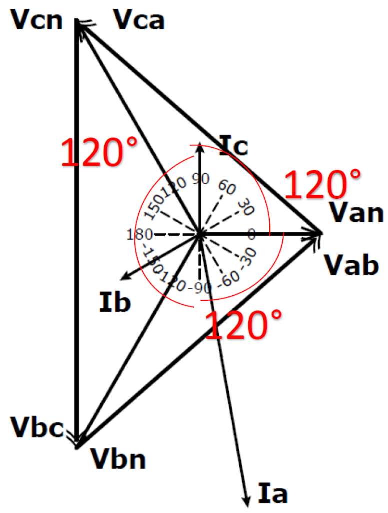
$$\overline{I_c} = 0$$

$$\overline{V_a} = 0$$

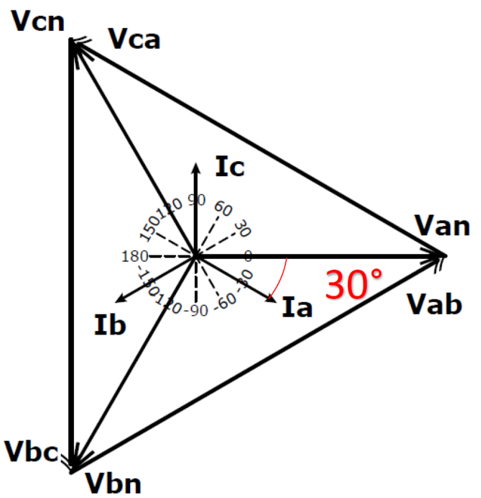
وسوف نلاحظ أن ال voltage phase shift بقيت ثابتة قبل وبعد حدوث العطل ، بينما ال phase shift للتيار اختلف ، والذي أثر فيه زيادة هو إزاحة A phase حيث كان الA phase متأخر بزاوية 30 درجة قبل حدوث العطل ، وعند حدوث العطل اقترب من الزاوية 90 درجة.



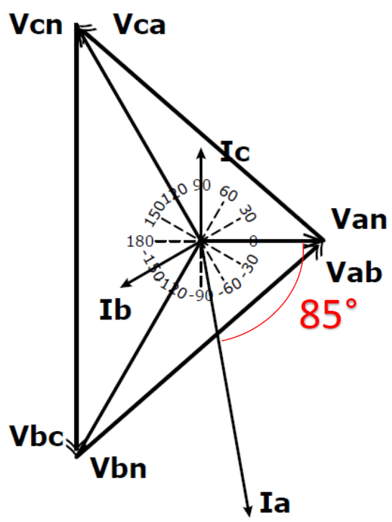
Prefault or Normal



Phase-Ground Fault

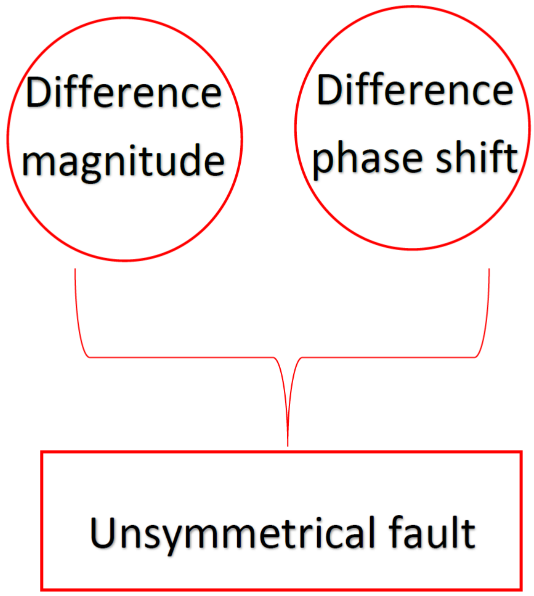


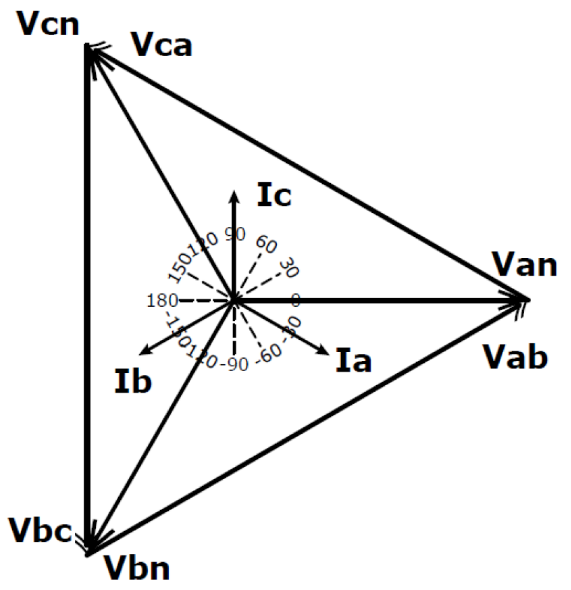
Prefault or Normal



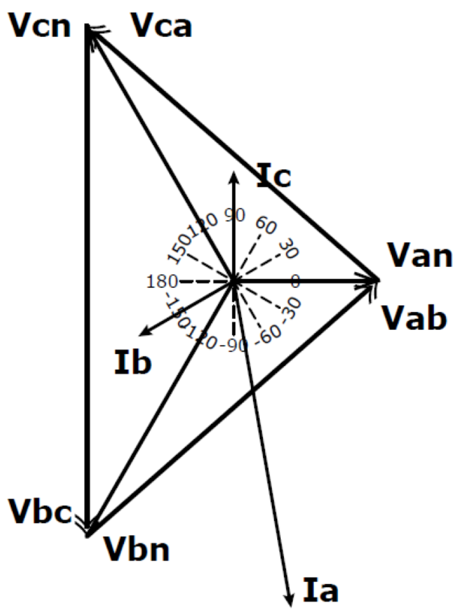
Phase-Ground Fault

إن اختلاف قيمة ال phase shift قبل وبعد حدوث الfault ، و اختلاف مقدار وقيمة التيار والفولتية على فازات دون الأخرى ، هو الذي سيجعل هذه الأعطال توصف بأنها unsymmetrical fault



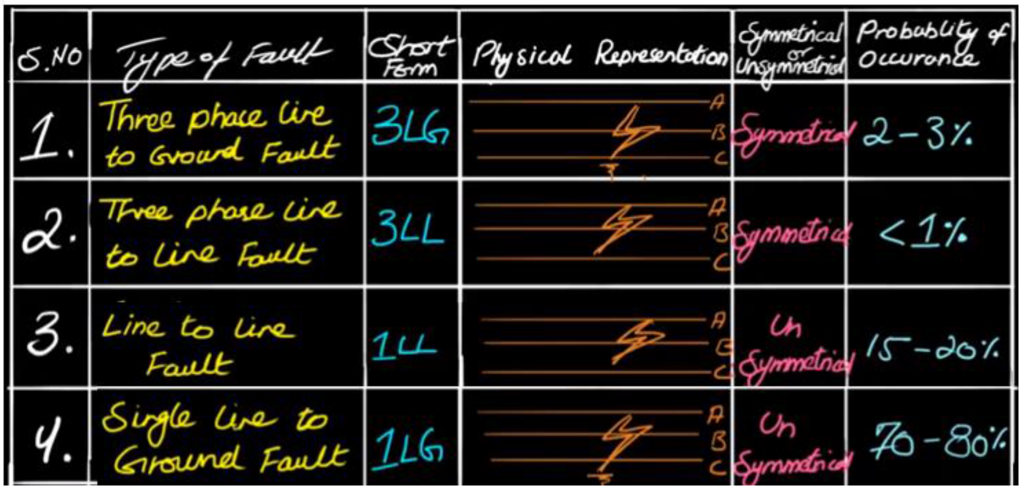


Prefault or Normal



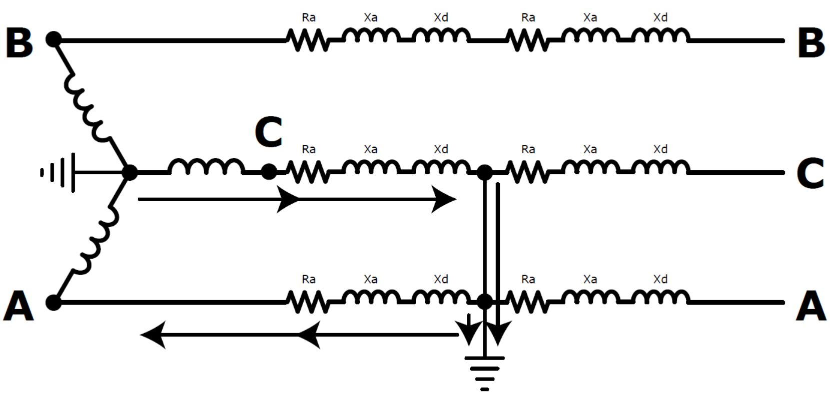
Phase-Ground Fault

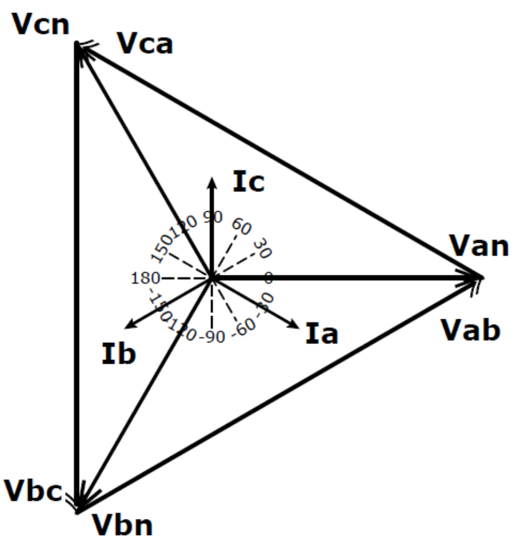
ونسبة حدوث مثل هذا النوع من الأعطال الأرضية من 70 إلى 80 % من نسبة الأعطال الكلية ، فمعظم الأعطال التي تحدث على الشبكة الكهربائية هي أعطال أرضية .



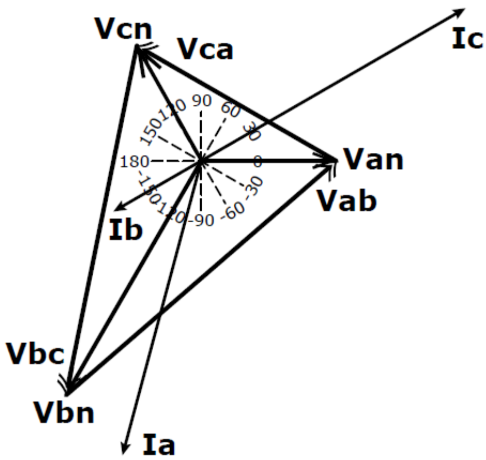
S.NO	Type of Fault	Short Form	Physical Representation	Symmetrical or Unsymmetrical	Probability of Occurance
1.	Three phase line to Ground Fault	3LG	A B C	Symmetrical	2-3%
2.	Three phase line to line Fault	3LL	A B C	Symmetrical	<1%
3.	Line to line Fault	1LL	A B C	Un Symmetrical	15-20%
4.	Single line to Ground Fault	1LG	A B C	Un Symmetrical	70-80%

أما النوع الأخير من أنواع ال unsymmetrical fault فهي phase to phase to ground faults ، وسوف أضع لكم ال phasor diagram لهذا النوع من الfaults ويجب عليكم أنتم تحليل هذه الfaults ومقارنة التغييرات قبل وبعد حدوث الfault





Prefault or Normal

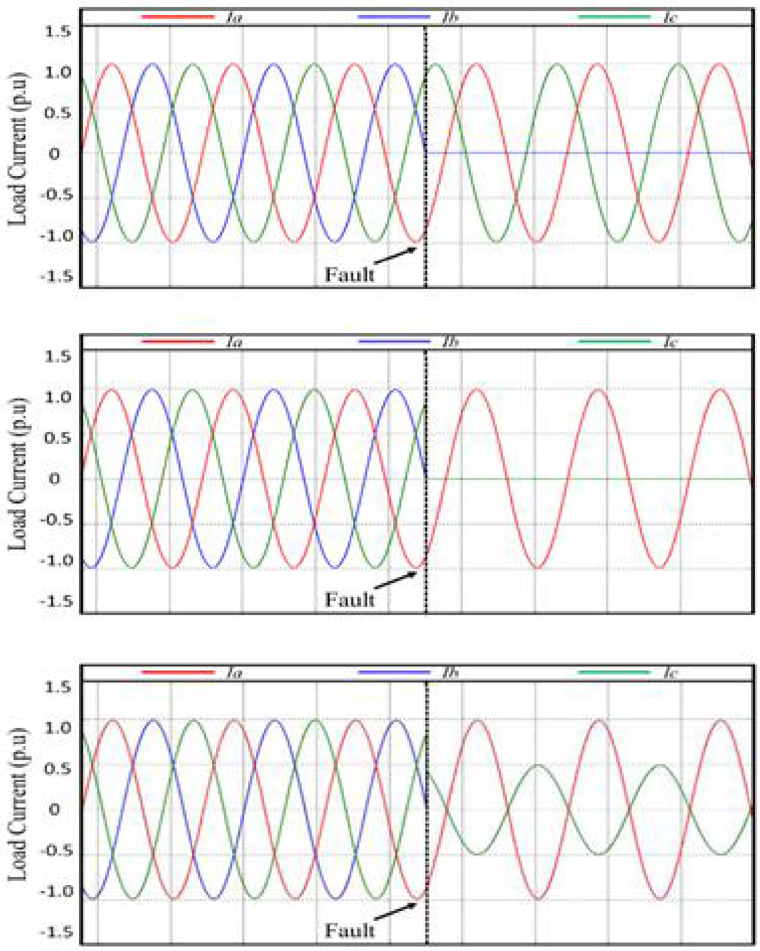


Phase-Phase-Ground Fault

ونسبة حدوث هذا النوع من الأعطال هو أقل من 10 % من نسبة الأعطال الكلية.

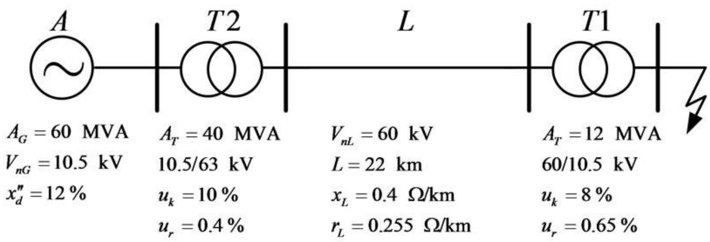
S.NO	Type of Fault	Short Form	Physical Representation	Symmetrical or Unsymmetrical	Probablity of Occurance
1.	Three phase Line to Ground Fault	3LG		Symmetrical	2-3%
2.	Three phase Line to Line Fault	3LL		Symmetrical	<1%
3.	Line to Line Fault	1LL		Un Symmetrical	15-20%
4.	Single Line to Ground Fault	1LG		Un Symmetrical	70-80%
5.	Double Line to Ground Fault	2LG		Un Symmetrical	<10

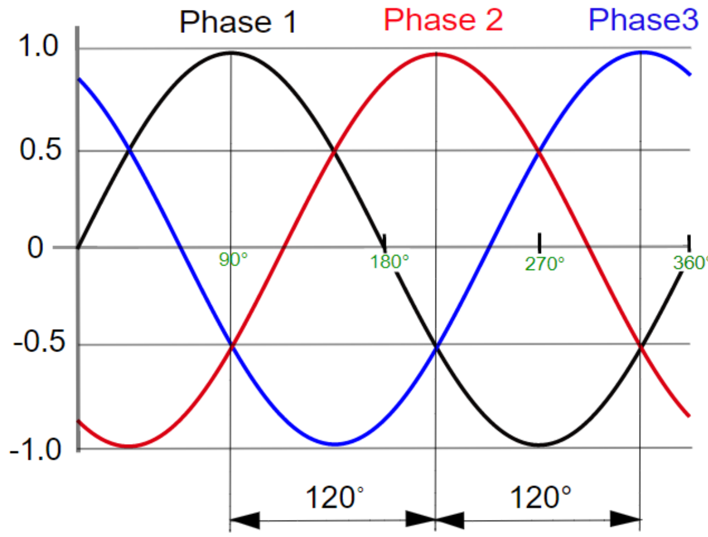
والخلاصة هنا ، أنه عندما يحدث عطل على الشبكة الكهربائية ، فإنه يحدث اختلاف في قيم التيارات و الجهود ، فإذا نتج عنه اختلاف في توازن الفازات الثلاث ، فهذا يعني أن هذا النوع من الأعطال يسمى unsymmetrical fault ، أما لو بقي النظام متزن بعد حدوث العطل فهذه الأعطال تسمى symmetrical fault



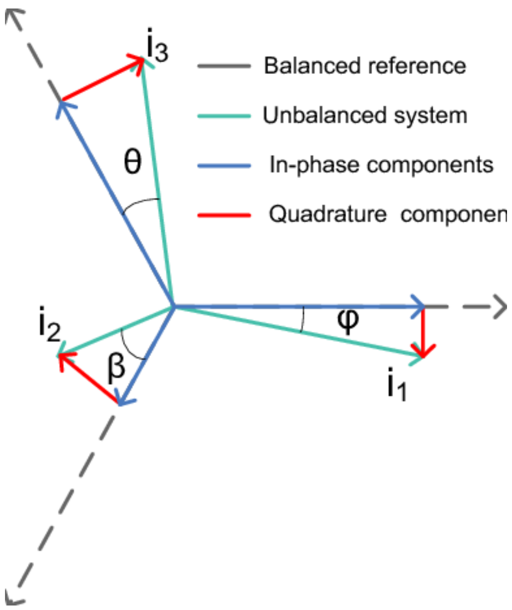
Unsymmetrical fault

فكما تعلمون أن التعامل مع نظام متزن أسهل بكثير من التعامل مع نظام غير متزن لسبب واحد فقط هو أن النظام المتزن يجعلك تستطيع تتوقع نتيجته وسلوكه ، لذا عندما نقوم بتحليل ال symmetrical fault ، فإننا نقوم بتحليله من خلال single line diagram فقط على فازة واحدة فقط ، و من ثم نعكس هذه النتائج على الفازات الأخرى.





بينما التعامل مع نظام غير متزن يجعلك تشعر بأنك تتعامل مع احتمالات ، أو مع عينة عشوائية ، فعند تحليل unsymmetrical fault نجد أن تحليله قد يكون معقد شيئا ما وفيه صعوبة نسبية.



لذا قرر Fortescue في نظريته عام 1918م بحل هذه المشكلة فقام بتحويل كل

3-phase system unbalance إلى balance systems ،

وبالتالي فإن التعامل مع نظام متزن يكون أسهل من التعامل مع نظام غير متزن.

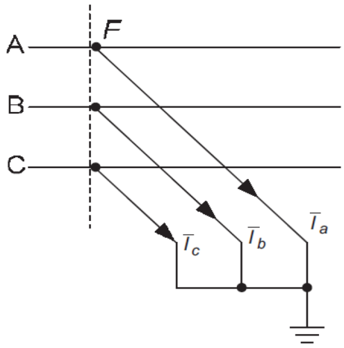


Fortescue

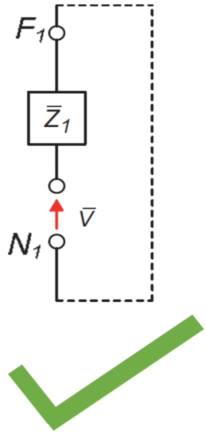
Born 1876

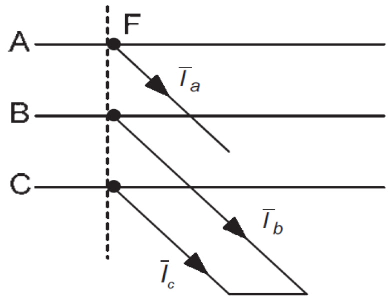
Died 1936

بمعنى أنه إذا كان لدي symmetrical fault ، فهذا يعني أنه سوف ينشأ عنه balance system ، وأستطيع التعامل مع هذا النظام المتزن بطريقة مباشرة ، أما إذا كان لدي unsymmetrical fault ، فإنه سوف ينشأ عنه unbalance system ، ولا أستطيع أن أتعامل معه بطريقة مباشرة ، لذا نقوم بتحويل هذا ال unbalance system إلى balance system أولا ، و من ثم نقوم بتحليله.

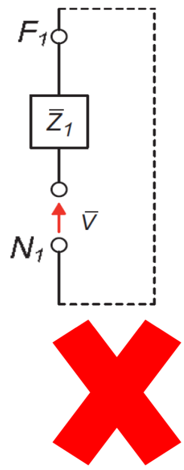


$$\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = 0$$
$$\bar{V}_a + \bar{V}_b + \bar{V}_c = 0$$





$$\bar{I}_a = 0$$
$$\bar{I}_b = -\bar{I}_c$$
$$\bar{V}_b = \bar{V}_c$$

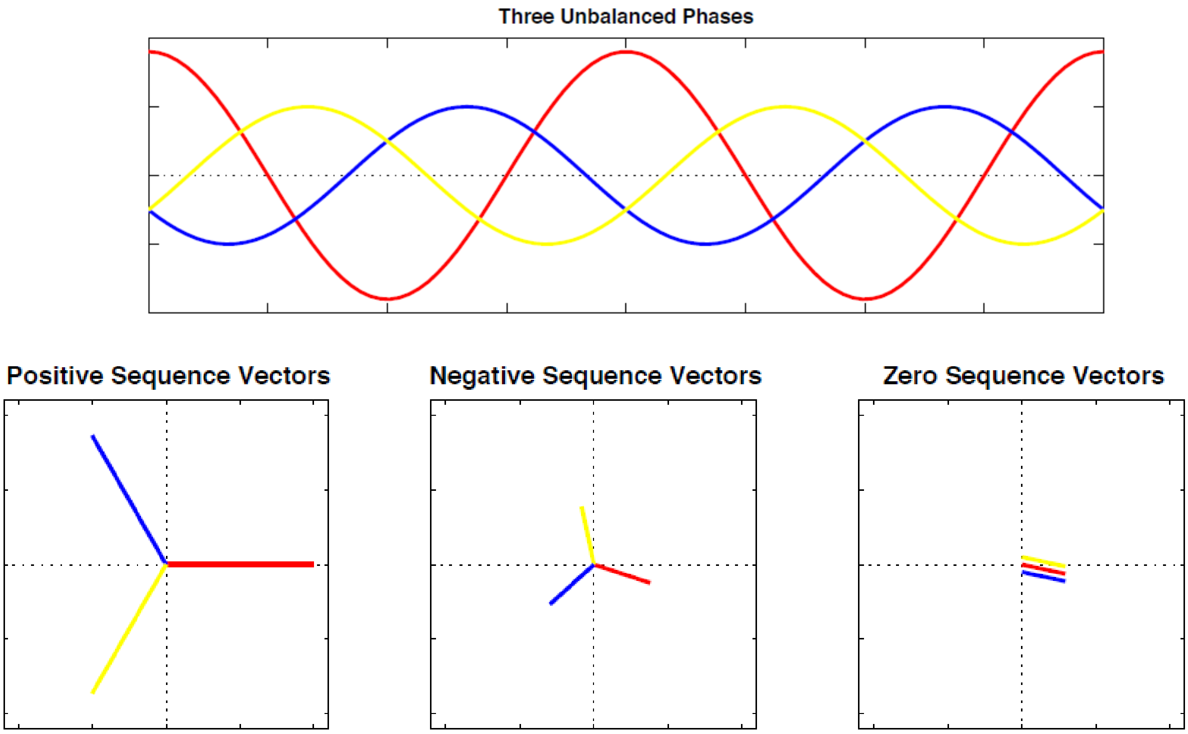


مركبات التماثل (Symmetrical Components)

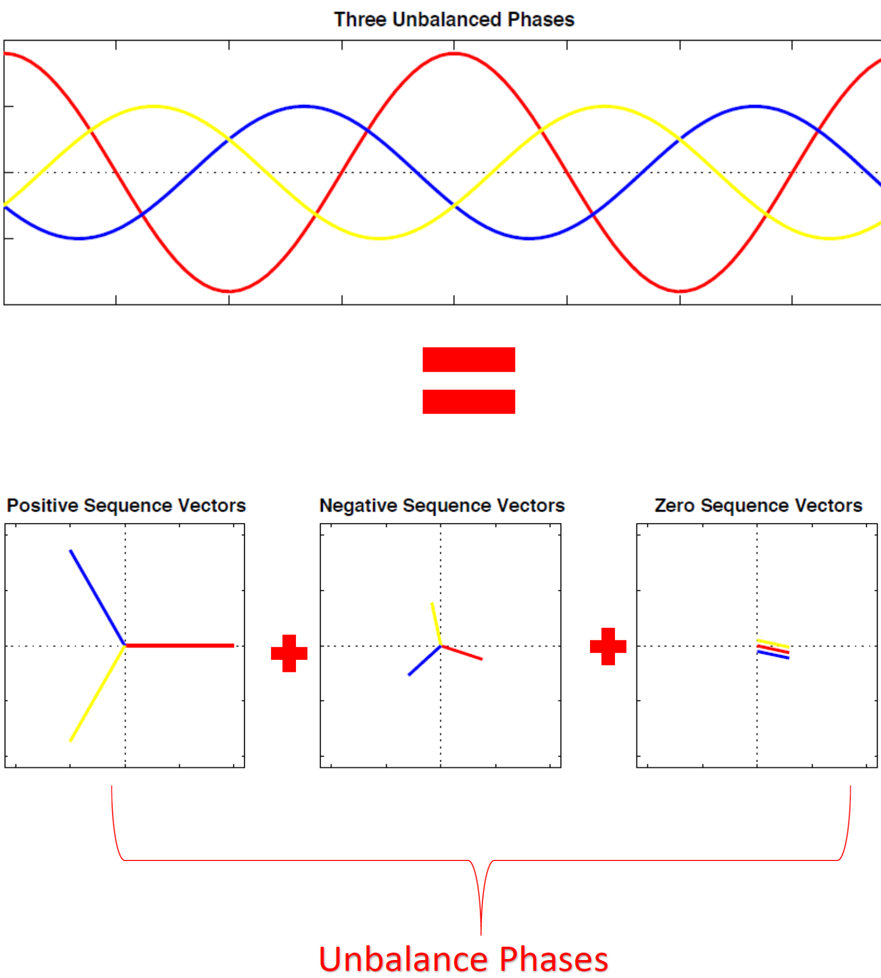
هي تقنية استخدمت لتبسيط تحليل الأعطال في الشبكات الكهربائية 3phase ، و تساعد مركبات التماثل أيضا على تحديد مكان ونوع الأعطال في الشبكة الكهربائية .

بالاضافة أنه يمكن الإعتماد عليها في تصميم وحماية الشبكات الكهربائية ، حيث تحليل مركبات التماثل يمكن أن يساعد في تحديد حجم ومواصفات معدات النظام الكهربائي كCB و BB و CT وغيرها ، و يمكن من خلال (Symmetrical Components) عمل محاكاة لمجموعة من الأعطال على الشبكة الكهربائية ، والتأكد من انتقائية وحساسية الريليز لها .

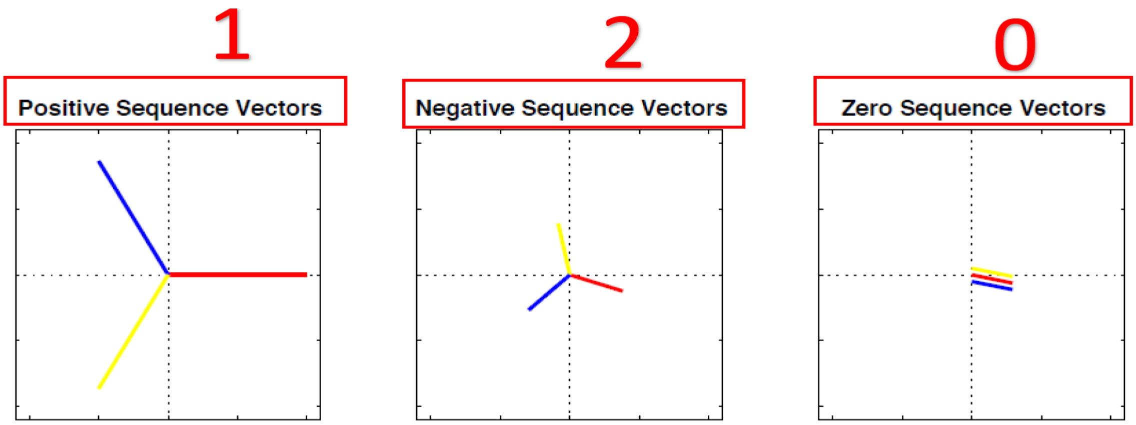
إن فكرة استخدام نظرية Fortescue مبنية على أساس أن كل شبكة غير متماثلة unsymmetrical هي في الواقع مكونة من 3 شبكات متماثلة.



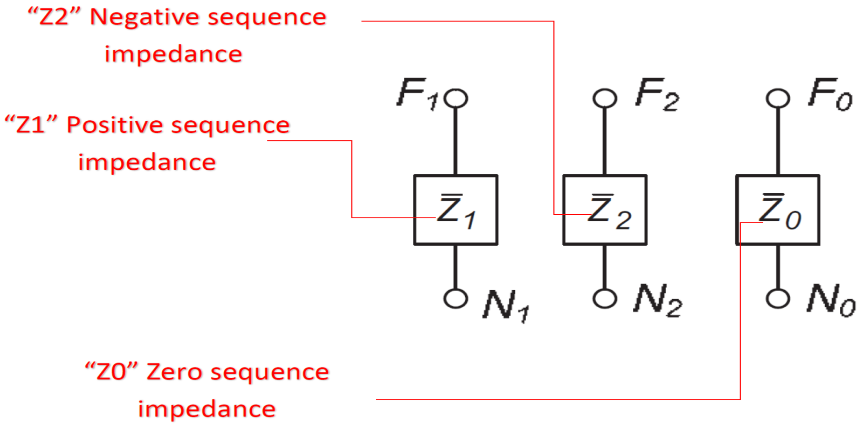
بحيث أن مجموع الشبكات الثلاث المتماثلة سوف ينتج عنها نفس الشبكة الأصلية الغير متماثلة.



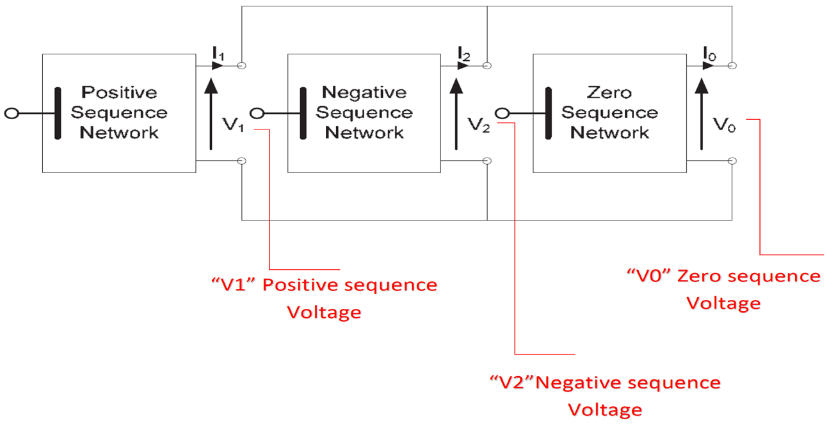
وهذه الشبكات الثلاث هي التي تسمى ب الsymmetrical component والتي تتكون من ال positive sequence component ويرمز لها بالرمز 1 والnegative sequence component ويرمز له بالرمز 2 والzero sequence component ويرمز له بالرمز 0



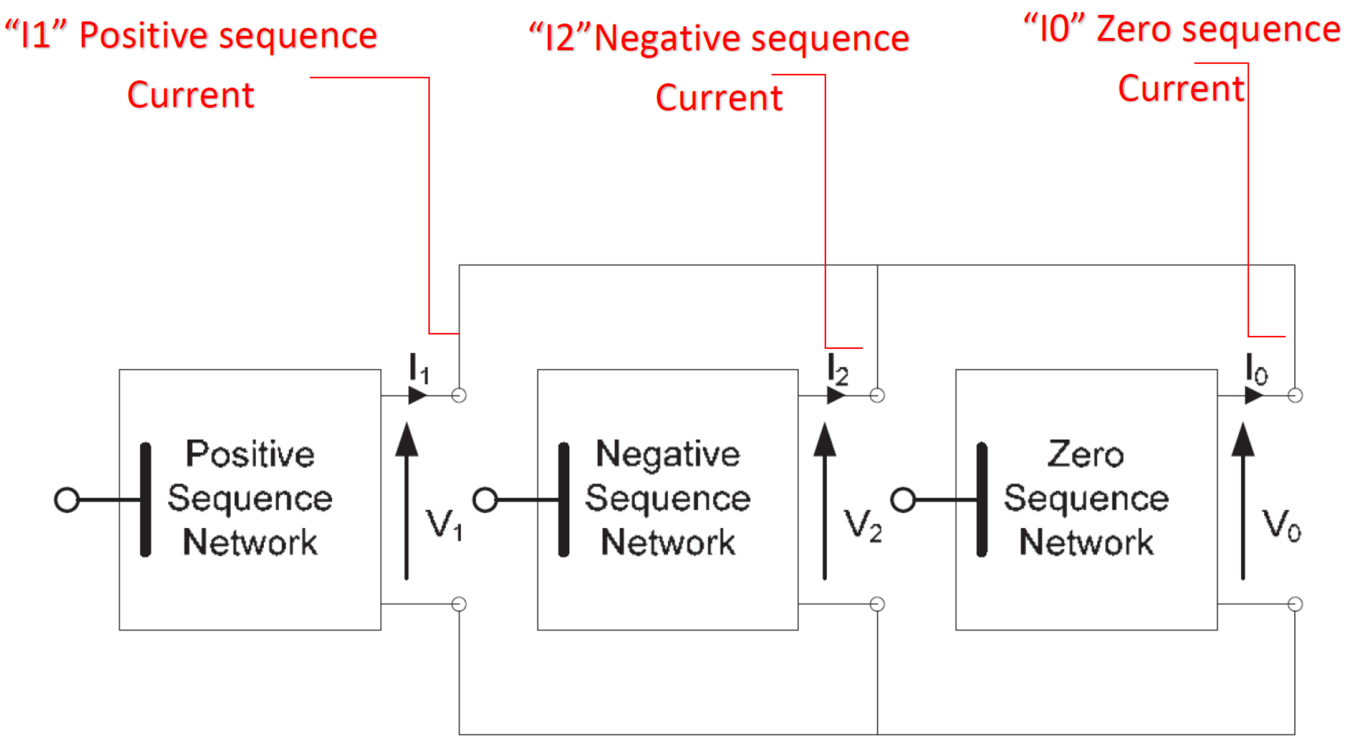
وكل شبكة من هذه الشبكات ال 3 لها تختلف عن الأخرى ف Z1 هي ال positive sequence impedance والZ2 هي والnegative sequence impedance والZ0 هي والzero sequence impedance



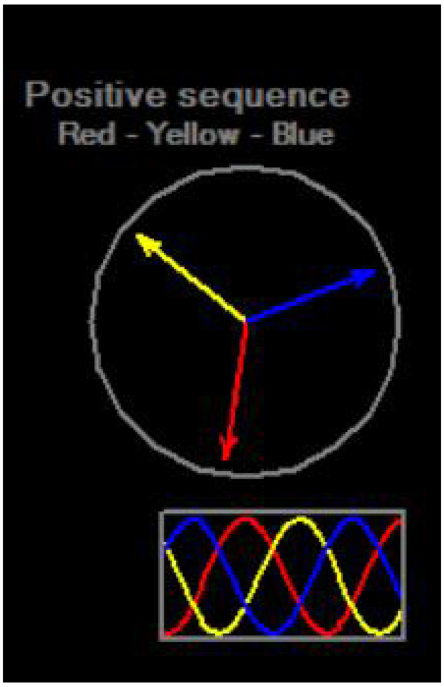
فعند حدوث unsymmetrical fault في نقطة ما في الشبكة فإن 3-sources وهمية ستظهر عند نقطة الfault وهي ال positive sequence voltage ، والnegative sequence voltage والzero sequence voltage.



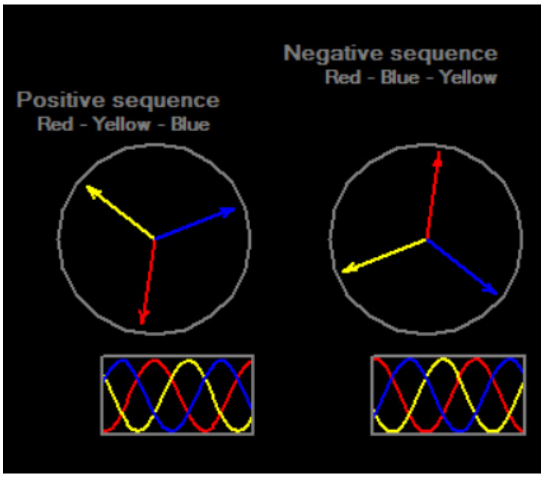
وينشأ عن وجود هذه ال sources بالإضافة إلى وجود ال positive sequence impedance وال negative sequence impedance وال zero sequence impedance مرور ثلاث تيارات أيضا وهي positive sequence current ، negative sequence current ، zero sequence current



وهنا قد يسأل سائل ما هي ال positive sequence وال negative sequence وال zero sequence ، و ما هو الفرق بينهما ؟

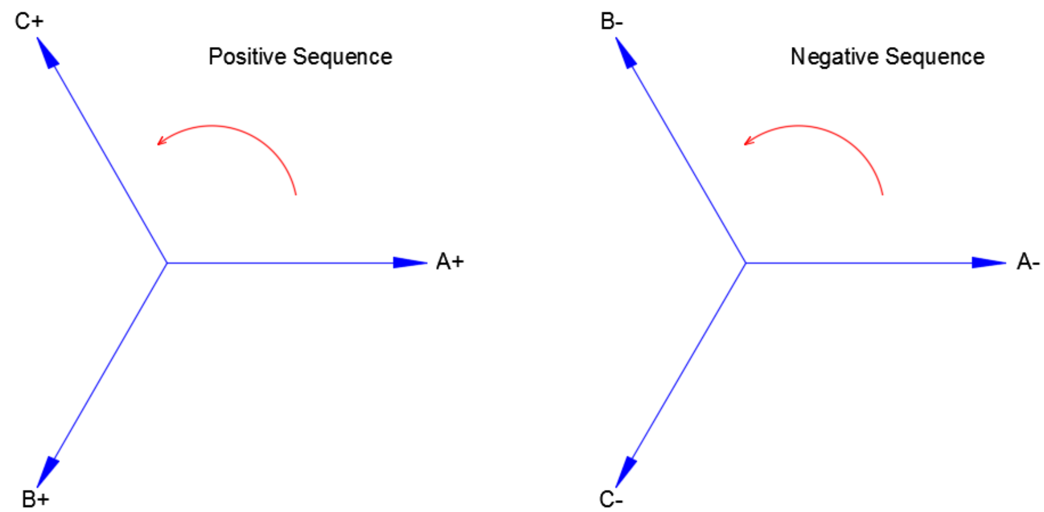


فيزيائيا فإن ال positive sequence للتيار ، هو الذي يحاكي التيار الطبيعي في الشبكة ، و يأخذ مقداره ويدور باتجاه دورانه في الشبكة.

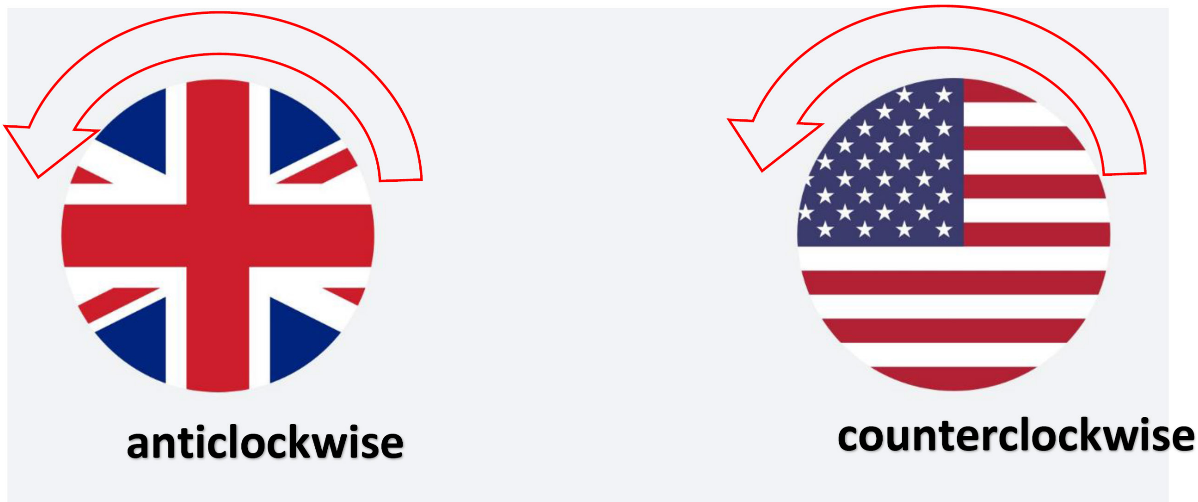


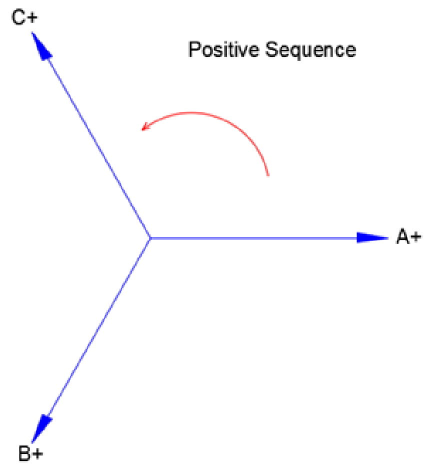
بينما ال negative sequence current فيأخذ نفس مقدار الpositive sequence current ، إلا أنه يخالفه بالاتجاه في الوضع الطبيعي

فإذا كان التيار الطبيعي يدور عكس عقارب الساعة anti-clockwise أو counter clockwise ، فإن ال positive sequence سوف يدور بنفس الاتجاه ، و بنفس المقدار بعكس عقارب الساعة anti-clockwise ، بينما الnegative sequence سوف يدور بنفس المقدار ولكنه باتجاه معاكس وهو clockwise أي باتجاه عقارب الساعة.



مع العلم أنه يتم وصف كلمة عكس عقارب الساعة في بريطانيا ب anti-clockwise ، و في شمال أمريكا يتم وصفها ب counter clockwise.

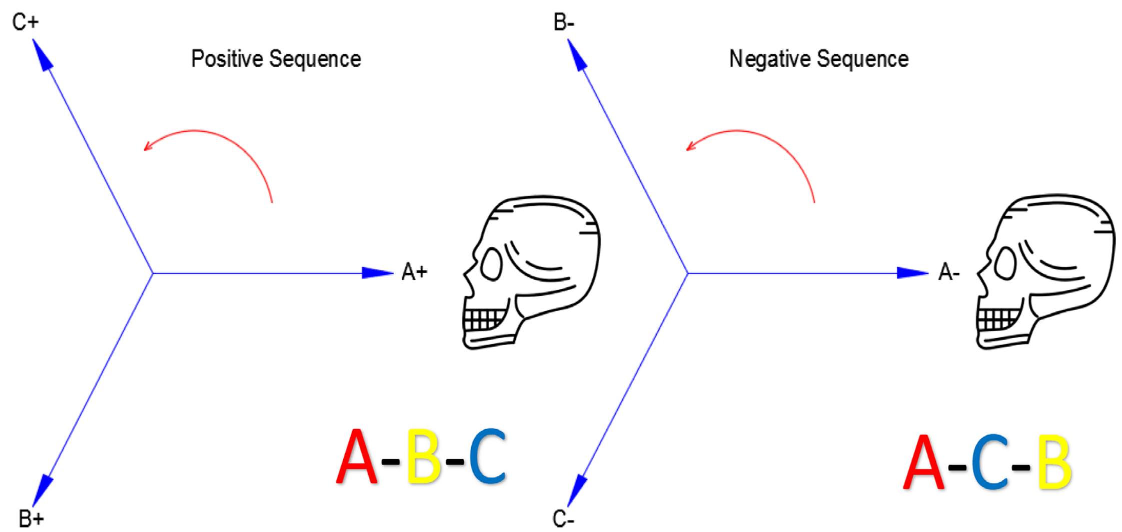




وسميت الpositive sequence بهذا الاسم وذلك لأنها تتوافق مع التيار الطبيعي ، بينما سميت ال negative sequence بهذا الاسم لأنها تخالف اتجاه ال التيار الطبيعي .

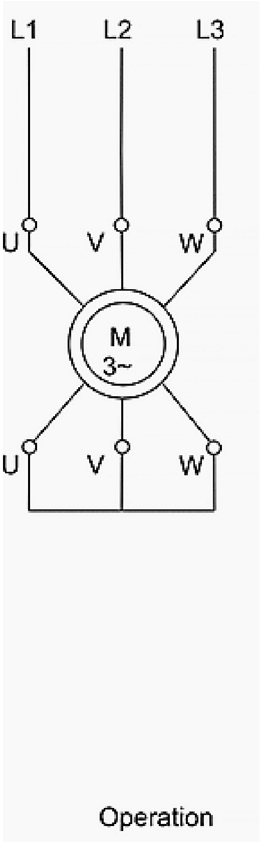
لاحظ في الشكل أن الvoltage positive sequence و ال current positive sequence هي عبارة عن ثلاث فازات متساويين في المقدار وبينهم زاوية 120 درجة ، مثل أي ثلاث فازات عادية في الشبكة ، و هم متتابعون في عكس اتجاه عقارب الساعة.

بينما ال negative sequence فهي أيضا مثلها مثل أي ثلاث فازات عادية في الشبكة مع فرق واحد فقط ، وهي أنها تدور مع عقارب الساعة.



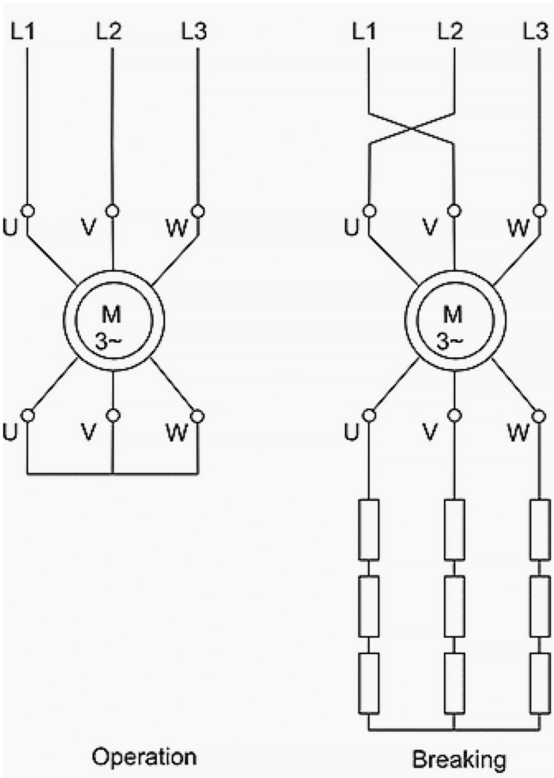
وحتى نقوم بتقريب مفاهيم ال positive sequence current أو الnegative sequence current عادة ما نضرب مثال من الواقع العملي وهو محركات 3-phase

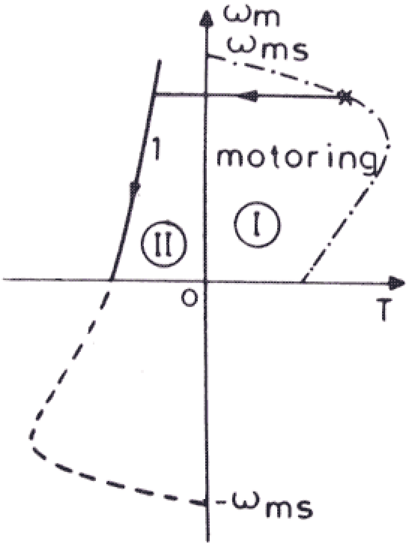




الcurrent positive sequence ، والذي يماثل تماما التيار الأصلي أو ال current الطبيعي هو الذي سوف ينشئ لدي MMF الذي ينشأ عنها flux هذا الflux يجعل الrotor يدور عكس عقارب الساعة.
فإذا قمت بقلب ال B phase مع ال C phase ، فإنك بهذه الطريقة سوف تنشئ negative sequence current ، وعليه سوف يدور الrotor مع عقارب الساعة أي بعكس الاتجاه الأصلي.

Principle of countercurrent braking

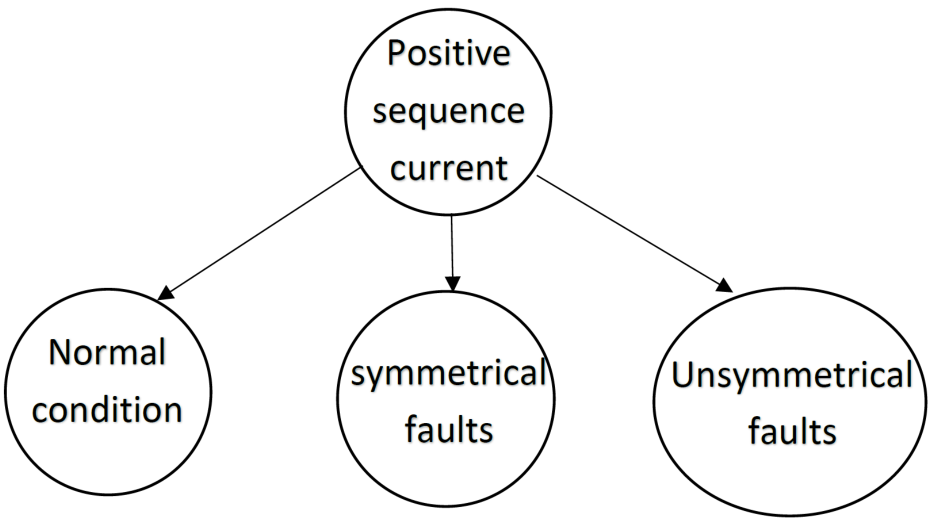




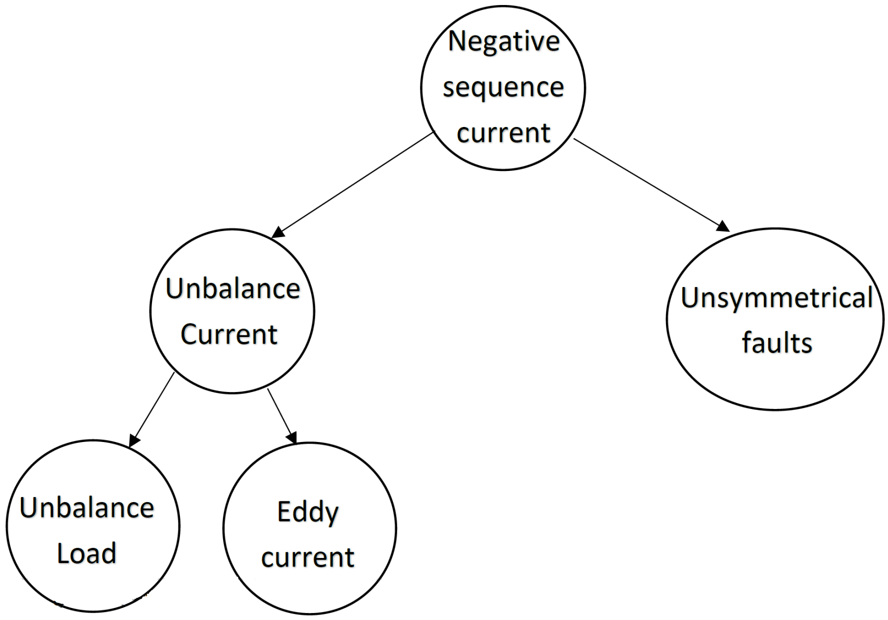
وعملية تحول دوران ال rotor من عكس عقارب الساعة إلى اتجاه عقارب الساعة لا يتم في زمن مقداره 0 ، وإنما يقوم ال current negative sequence بمقاومة دوران الrotor شيئا فشيئا فيقوم بتبطيئه حتى يصل إلى 0 ومن ثم يعكس اتجاهه.

وهذه الطريقة هي أحد الطرق المستخدمة لعمل braking ل 3-phase motors حيث نقوم بإنشاء negative current sequence في الدائرة من خلال عكس B phase مع الC phase عندما يصل سرعة دوران الrotor الى 0 نقوم بفصل ال supply عنه.

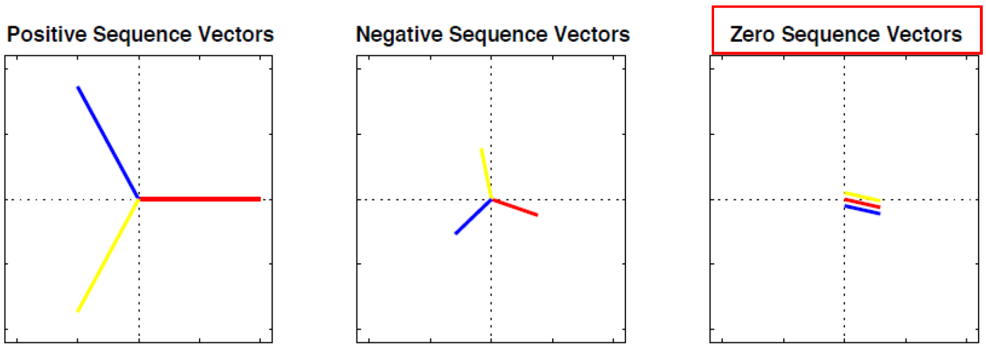
الpositive sequence current يظهر دائما في الشبكة فهو يحاكي الcurrent الطبيعي كما قلنا من قبل فهو يظهر قبل حدوث الfault ويظهر بعد حدوث الfault ويظهر أيضا في ال unsymmetrical fault وال symmetrical fault.



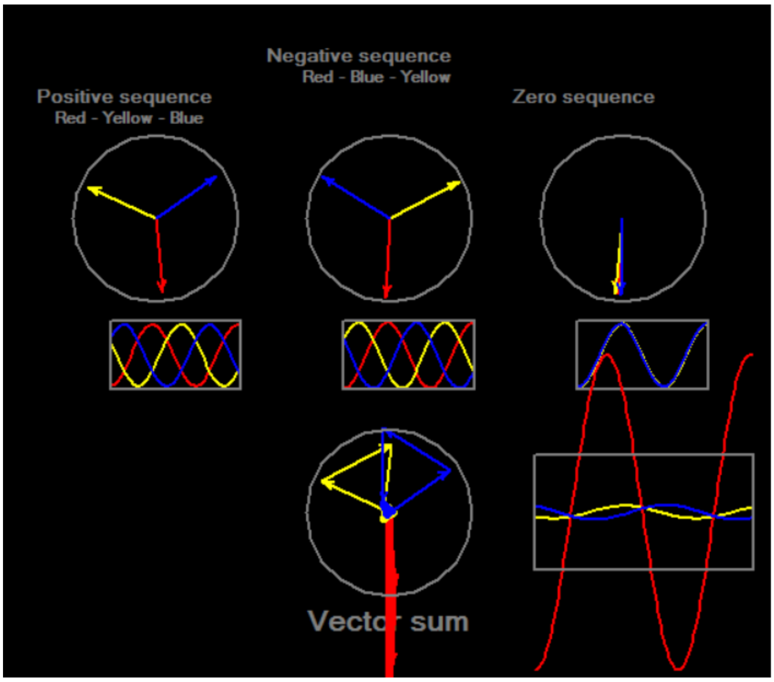
و ال negative sequence current لا تظهر إلا في حالات ال unbalance وحالات الunbalance هي ، أما حدوث اختلاف في الأحمال على ال3-phases ، أو أن هناك eddy current في المحولات ، أو أنه قد حدث unsymmetrical fault



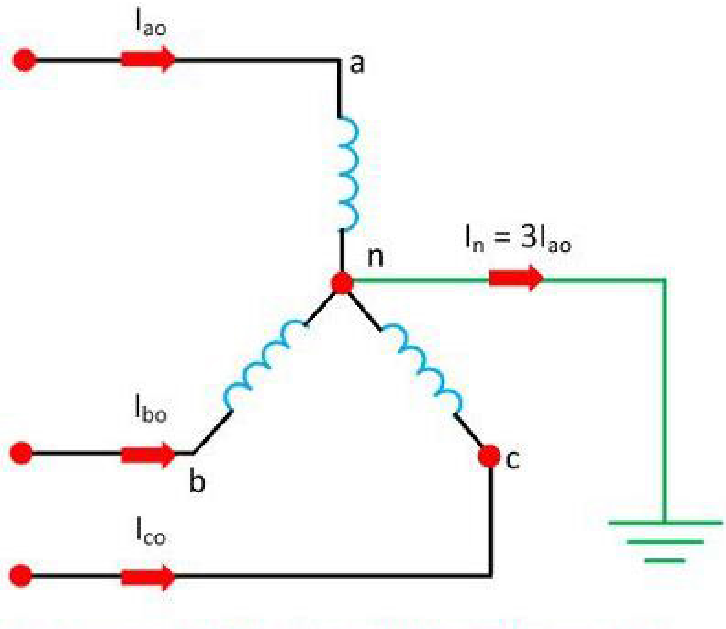
أما المجموعة الثالثة من الsymmetrical component وهي التي تسمى ال zero sequence component



الphasor diagram لها تظهر أن لها 3-vectors على ال R و Y و B متساوون في المقدار وأيضا متساوون في الاتجاه.

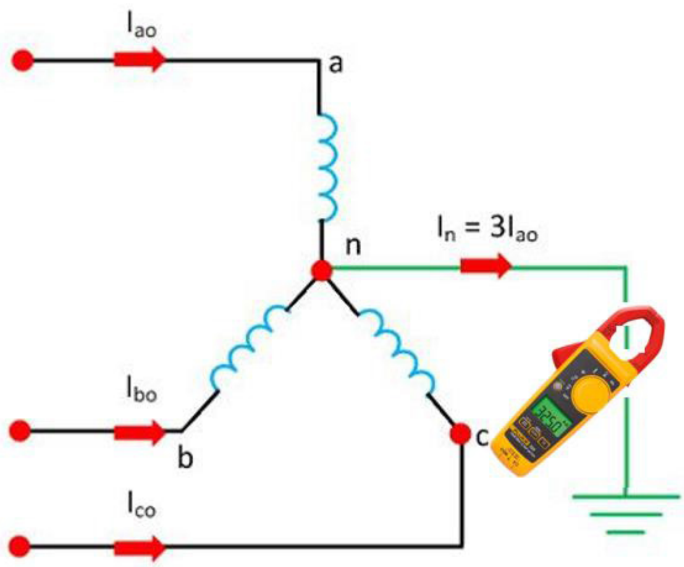


وتظهر مركبة ال zero sequence عندما يمر التيار في الأرض ، بمعنى أنه حدث earth fault ، حيث تجمع قيمة ال zero sequence current لكل الفازات مع بعضها البعض لتمر من خلال نقطة الneutral.



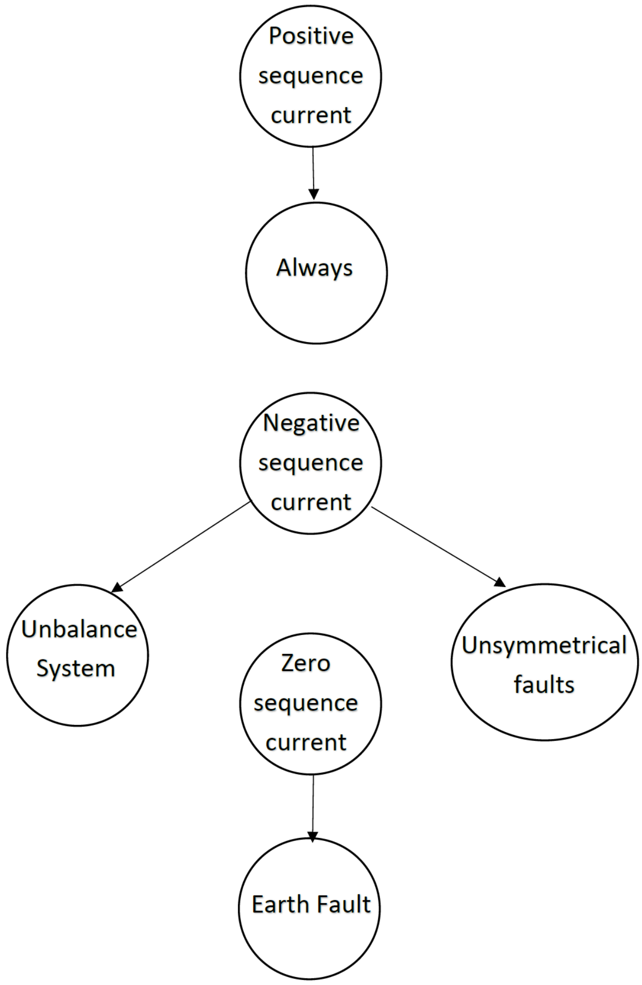
Star Connected Winding with Neutral Grounded

مع العلم أن ال zero sequence current هو ال symmetrical component الوحيد الذي يمكن قياسه بشكل مباشر من خلال الmultimeter فنقيس قيمة التيار الذي على ال neutral ومن ثم نقسمه على 3 للحصول على قيمة التيار الصفرية

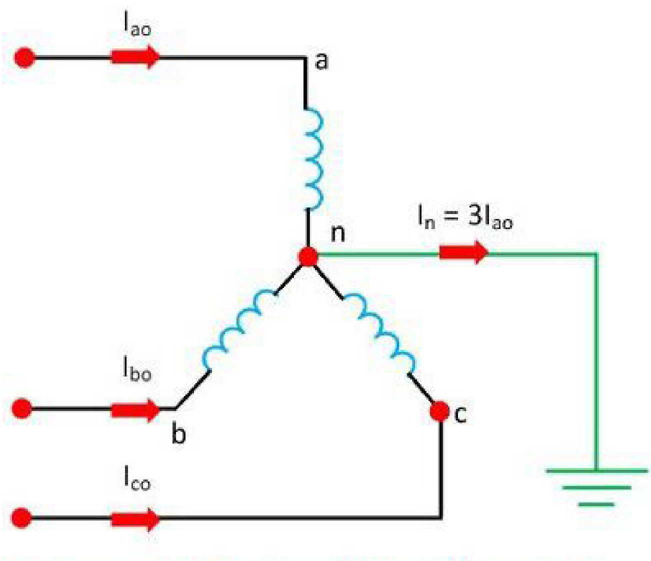


Star Connected Winding with Neutral Grounded

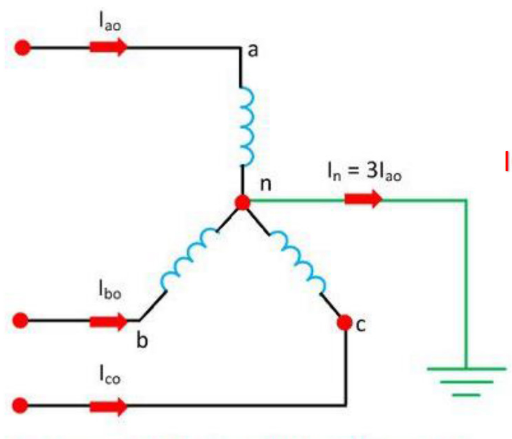
إذن خلاصة الكلام أن الpositive sequence تظهر دائما قبل وبعد حدوث العطل ، و ال negative sequence تظهر في حال ال unbalance system أو الunsymmetrical fault بينما ال zero sequence لا تظهر إلا في حال الearth fault



وسميت ال zero sequence current بهذا الاسم لأنه بالعادة فإن مجموع التيارت الثلاث ال R و Y و B في نقطة ال neutral تساوي 0 لذا فهو الcurrent الذي يمر في نقطة ال0



Star Connected Winding with Neutral Grounded



Star Connected Winding with Neutral Grounded

I0=In/3

و تيار النيوترال الناشئ في حال حدوث الأعطال الأرضية يساوي 3 أمثال ال
zero sequence current ، و بالتالي فإن ال
I-zero sequence يساوي (I neutral على 3) أو
نقول أن ال I neutral تساوي 3I0.

لذا تسمى ال earth fault protection عند بعض شركات التصنيع مثل شركة SEL باسم zero sequence protection ، وذلك للحماية من تيارات ال zero sequence التي سوف تنشأ بسبب الأعطال الأرضية



ويمكن التعبير عن معادلة ال symmetrical component باستخدام matrix -مصفوفة- معينة. تابع معي تحليل هذه الmatrix ، التي تساعدنا في إنتاج قيمة ال sequence current من معرفة ال phase current أو استنتاج قيمة ال phase current من معرفة ال sequence current.

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

ال sequence current نقصد بها ال I-positive sequence ويرمز لها بالرمز I 1 وال I-negative sequence ويرمز له بالرمز I 2 وال sequence zero ويرمز لها بالرمز I 0 بينما ال phase current فهي IR , IY , IB

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

Sequence current   Phase current

وطريقة كتابة هذه الmatrix تكون بالشكل التالي : حيث نبدأ بالمطلوب استنتاجه أولا فنقول I 2 / I 0/ I 1 وتساوي 1 على 3 ، ثم نفتح matrix جديدة نضع فيها خمس واحدات 1،1،1،1،1 بنفس الترتيب في الصورة أدناه ، ومن ثم a^2 ، a^2 ومن ثم a ، a مضروبة في matrix أخرى IA IB IC

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3$$

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

حيث لإيجاد قيمة ال current sequence zero فإننا نقوم بضرب الmatrix 3x3 ب الmatrix 3x1 ، و معروف أن الmatrix تتكون من صفوف وأعمدة ، وتوصف الmatrix حسب عدد الصفوف والأعمدة التي تمتلكها وهذه الmatrix تتكون من 3 صفوف و 3 أعمدة كما هو ظاهر في الشكل ، وتسمى حينها 3x3 matrix أما الmatrix الثانية فتتكون من 3 صفوف وعمود واحد فقط فنقول 3x1 matrix

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \underbrace{\begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix}}_{3X3} \underbrace{\begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}}_{3X1}$$

ومعروف من قواعد ضرب المصفوفات أنه لضرب two matrices مع بعض ، فإن هذا الرقم3 و التي تنتهي به تسمية المصفوفة الأولى يجب أن يكون نفس الرقم التي تبدأ به تسمية المصفوفة الأخرى و هو 3 أيضا ، بمعنى أن الرقمين القريبين من بعضهم يجب أن يكونا نفس الرقم ونتيجة الضرب هو الرقمين البعيدين 3x1

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

3X3 3X1

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

3X3 3X1

3X1

وكيفية الضرب تكون من خلال أخذ هذا العمود IA,IB,IC وإنزاله على الصف الأول لإيجاد ال I Zero sequence ، ومن ثم إنزاله على الصف الثاني لايجاد الI positive sequence ، ومن ثم إنزاله على الصف الثالث لإيجاد ال I negative sequence

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

فتكون قيمة ال zero sequence current كالتالي I 0 sequence تساوي 1 على 3 مضروبة في 1 في I A + 1 في I B + 1 في I C

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$I_0 = \frac{1}{3}\cdot(1\cdot IA + 1\cdot IB + 1\cdot IC)$$

أما قيمة الpositive sequence current فتكون I1 تساوي 1 على 3 مضروبة في 1 في IA + A في I B + a^2 فيI C

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$I_1 = \frac{1}{3}\cdot(1\cdot IA + a\cdot IB + a^2\cdot IC)$$

أما الnegative sequence current فتكون I 2 تساوي 1 على 3 في 1 في IA + a^2 في IB بالاضافى الى a^2في IC ، لاحظ أنه في حالة الpositive نضع أول شيء a ومن ثم a^2 ، و في حال الnegative نضع أول شيء a^2 ومن ثم a

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$I_2 = \frac{1}{3}\cdot(1\cdot IA + a^2\cdot IB + a\cdot IC)$$

حيث الoperator a يساوي 1 في زاوية 120 ، بينما ال a^2 يساوي 1 في زاوية 240 ، حيث معروف من قواعد الpolar أننا عندما نقوم بتربيعه ، فإننا نربع الmagnitude ونضرب الزاوية في 2

$$a = 1L120°$$

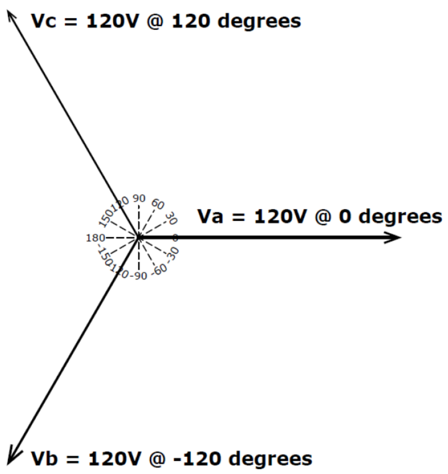
$$a^2 = 1L240°$$

وما ينطبق على ال current matrix ينطبق تماما على ال voltage matrix أيضا

$$\begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} V0 \\ V1 \\ V2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} VA \\ VB \\ VC \end{pmatrix}$$

الآن دعونا نأخذ المثال التالي ، إذا كان الفولتية على الphase A تساوي 120 فولت في زاوية 0 ، والفولتية على الphase B تساوي 120 فولت في زاوية ناقص 120 ، والفولتية على الphase C تساوي 120 في زاوية 120 ، فما هي قيمة الpositive sequence voltage و ال negative voltage sequence وال zero sequence voltage؟



V0,V1,V2 ?

في البداية فإننا نقوم بكتابة ال matrix ال V0 / V1 / V2 يساوي 1 على 3 ، بنفتح matrix 111/11/a^2 a^2/aa مضروبة في VA ، VB ، VC

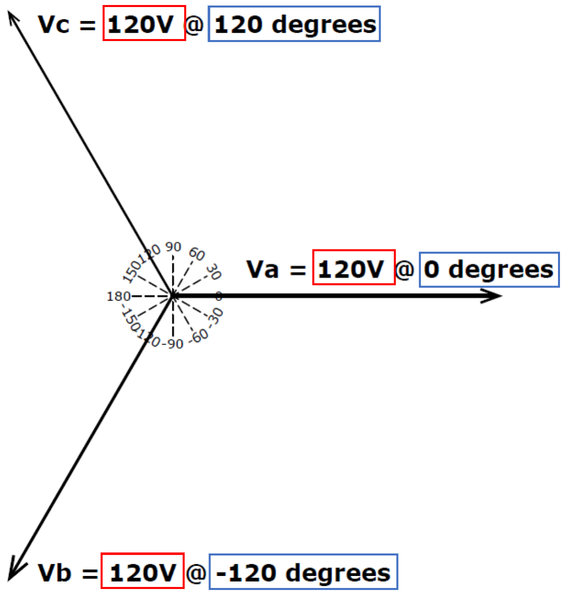
$$\begin{pmatrix} V0 \\ V1 \\ V2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} VA \\ VB \\ VC \end{pmatrix}$$

وعليه فإن قيمة الsequence positive voltage يساوي 1 على 3 مضروبة في (VA + VB + VC) ، و عليه (1 على 3) مضروبة في (120 فولت في زاوية 0 درجة) + (120 فولت في زاوية ناقص 120 درجة) + (120 فولت في زاوية 120 درجة)

$$\begin{pmatrix} V0 \\ V1 \\ V2 \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 120L0 \\ 120L\text{-}120 \\ 120L120 \end{pmatrix}$$

$$V_1 = \frac{1}{3} \cdot (1 \cdot VA + a \cdot VB + a^2 \cdot VC)$$

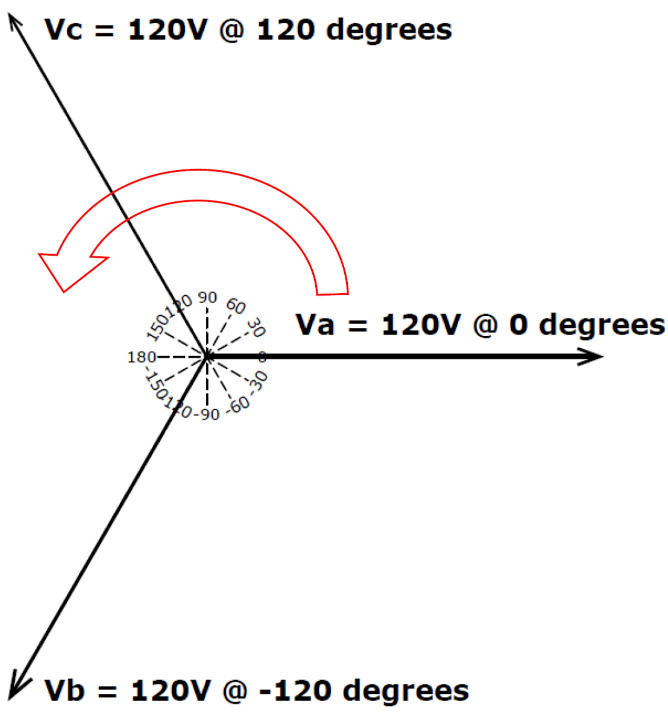
$$V_1 = \frac{120V @ 0^\circ + 120V @ 0^\circ + 120V @ 0^\circ}{3}$$



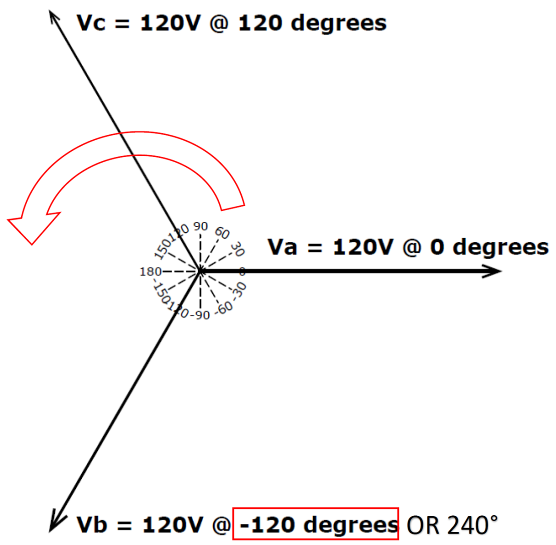
فكما نلاحظ من هذا ال phasor diagram فإن هذا النظام balanced لسببين :

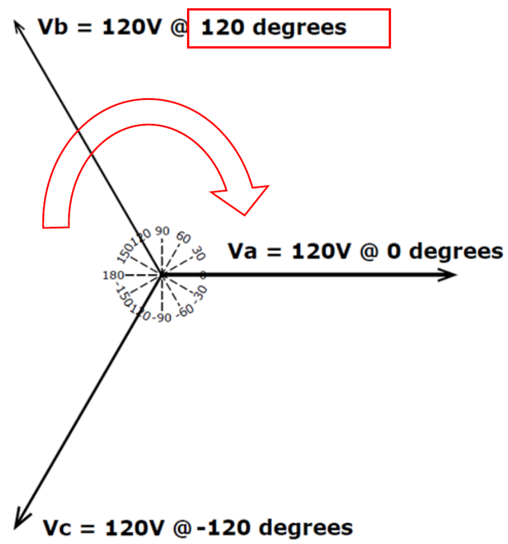
- **السبب الأول :**أن قيمة ال voltage ثابتة على الفازات الثلاث 120 120 120 فولت
- **والسبب الثاني:**أن ال phase shift بين كل phase والتي تليها مقدارها ثابت وهو 120 درجة.

واتجاه دوران هذا ال phasor diagram هو عكس عقارب الساعة وهو متوافق مع فولتية التوليد الأصلية.

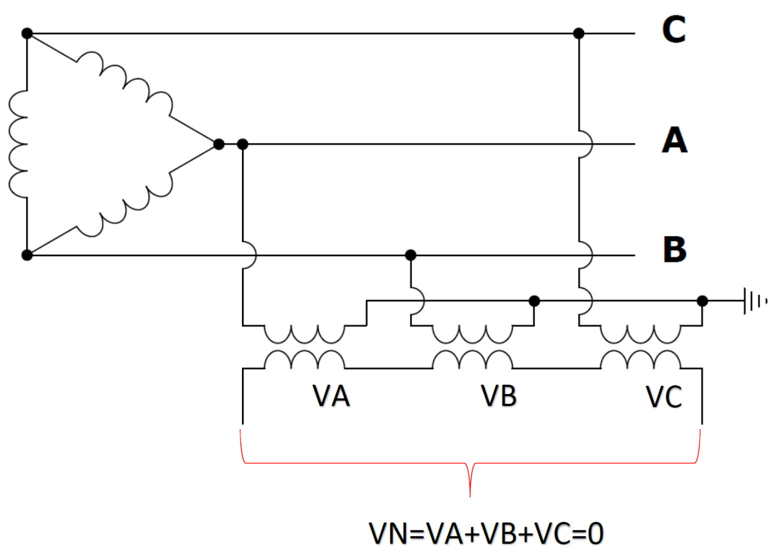


وعرفنا بأن اتجاه الدوران عكس عقارب الساعة ، من زاوية ال B phase ، فإذا كانت زاوية ال B phase (ناقص 120 درجة) أو (240 درجة)، فإن اتجاه الدوران سيكون عكس عقارب الساعة ، وإذا كان ال B phase زاويته 120 درجة ، فإن اتجاه الدوران مع عقارب الساعة.





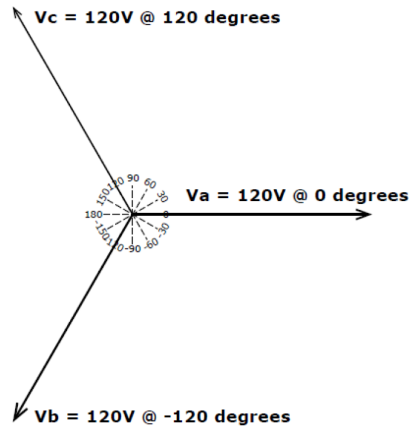
وبغض النظر عن اتجاه دوران هذا ال phasor diagram مع عقارب الساعة أو عكس عقارب الساعة ، فإن هذا النظام يبقى balanced . وبما أن هذا النظام balanced فإن هذه الجهود الثلاث ال R و Y و B أو ال A B C سوف تلغي بعضها بعضا في نقطة ال neutral ، و بالتالي فإن مجموع الجهود الثلاث ال R و Y و B في نقطة ال neutral والتي تسمى ال V-neutral تساوي 0 ، ومعروف بأن ال zero sequence voltage يساوي فولتية ال neutral على 3 ، وبالتالي فإنه يساوي 0 على 3 ويساوي 0 . وهذا شيء معروف مسبقا ، وذلك لأن النظام balance وسوف يكون فيه قيمة ال zero sequence تساوي صفر سواء للتيار أو للجهد .



أما الـpositive sequence voltage فتساوي 1 على 3 مضروبة في (VA+ a.VB + a^2.VC) ، وعليه تساوي (1 على 3) في (120 في زاوية 0) +(1 في زاوية 120 مضروبة في 120 في زاوية 240 أو ناقص 120) +(1 في زاوية 240 مضروب في 120 في زاوية 120) .

$$V_1 = \frac{V_a + aV_b + a^2V_c}{3}$$

$$V_1 = \frac{120V @ 0° + (1@120° \times 120V @ -120°) + (1@240° \times 120V @ 120°)}{3}$$

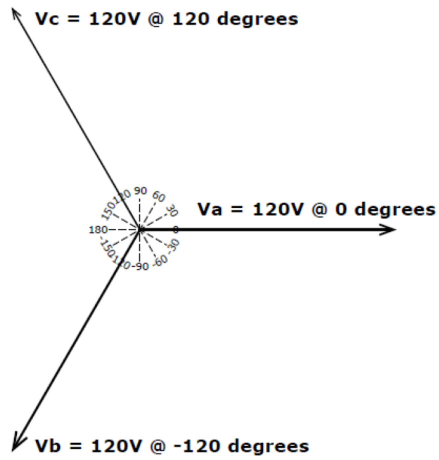


ومعروف من قواعد ضرب ال polar أننا نضرب الـmagnitude ببعضها ونجمع الزوايا ، وبالتالي فإن الـpositive sequence voltage تساوي (1 على 3) مضروبة في (120 في زاوية 0) +(120 في زاوية 0) +(120 في زاوية 0) ويساوي (360 فولت في زاوية 0)على 3 ويساوي 120 فولت في زاوية 0 .

$$V_1 = \frac{V_a + aV_b + a^2V_c}{3}$$

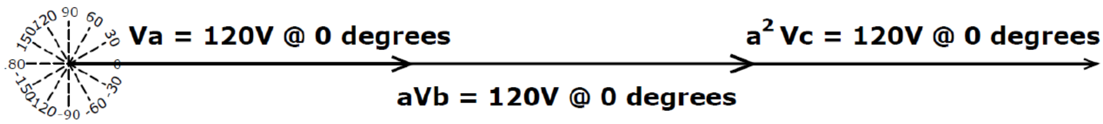


$$V_1 = \frac{120V @ 0° + (1@120° \times 120V @ -120°) + (1@240° \times 120V @ 120°)}{3}$$

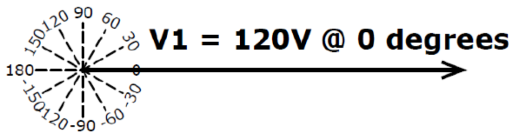


ومن هنا فإننا نستنتج أن فولتية الpositive sequence لا تمثل إلا الفولتية الطبيعية الأصلية وهي 120 فولت .

$$V_1 = \frac{120V @ 0° + 120V @ 0° + 120V @ 0°}{3}$$



$$V_1 = \frac{360V}{3} = 120V$$



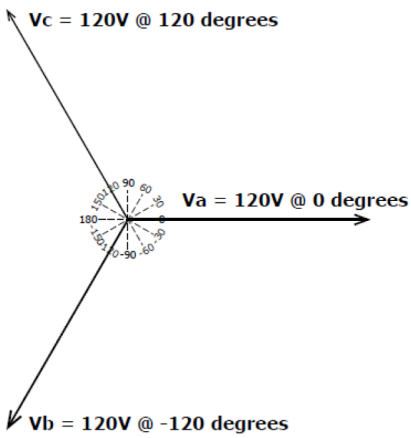
أما ال voltage negative sequence ، فنتوقع قيمتها قبل إجراء أي حسابات حيث يظهر لنا أن قيمتها أيضا تساوي 0 ، وذلك لأن الnegative sequence لا تظهر إلا في حالات ال unbalance .

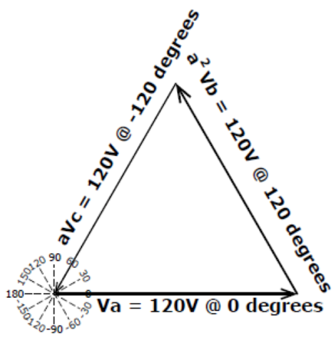
وبما أن هذا المثال يظهر لنا أنه النظام متزن ، فهذا يعني أن قيمة الvoltage negative sequence سوف يكون 0 ، ولإثبات ذلك تابع معي هذا المثال :

قيمة الvoltage negative sequence تساوي 1 على 3 مضروبة ب (VA+ a^2.VB + a.VC)، وبالتالي يساوي (1 على 3) في(120فولت في زاوية 0) + ((1 في زاوية 240 درجة) مضروبة في(120فولت في زاوية ناقص 120)) +((1 في زاوية 120 مضروب في (120فولت فى زاوية 120 درجة)).

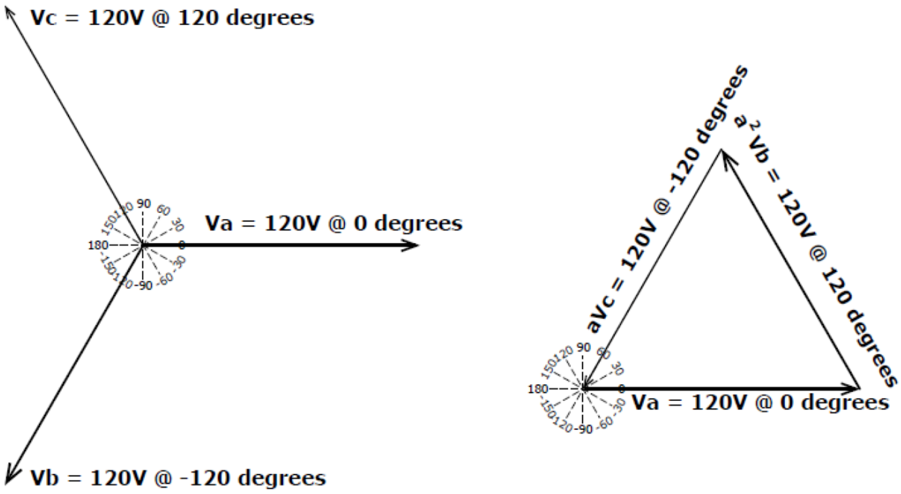
$$V_2 = \frac{V_a + a^2V_b + aV_c}{3}$$

$$V_2 = \frac{120V@0° + (1@240° \times 120V@\text{-}120°) + (1@120° \times 120V@120°)}{3}$$





فعند ضرب الpolar ببعضها فإننا نجمع الزوايا ، أليس كذلك؟ وبالتالي فإن ال V2 تساوي 1 على 3 مضروبة في 120 في زاوية 0 + 120 في زاوية 120 + 120 في زاوية ناقص 120 ، وبما أن هذا النظام متزن فهذا يعني أن مجموعه الاتجاهي يساوي 0 وبالتالي فان ال V2 تساوي 0 على 3 وتساوي 0 . وهذه النتيجة معروفة مسبقا ، حيث لا يمكن أن يكون هناك نظام متماثل ومتزن وفي نفس يوجد فيه negative sequence componant.



$$V_2 = \frac{120V@0° + 120V@120° + 120V@\text{-}120°}{3}$$

$$V_2 = \frac{0V}{3} = 0V$$

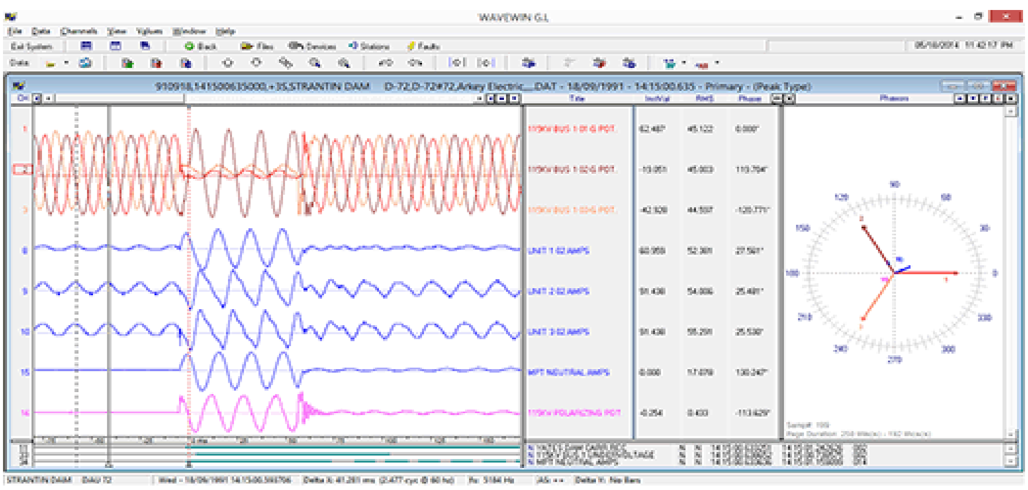
وممكن أحد يسال هذا السؤال إذا كنت أملك قيم الpositive sequence وال negative sequence وال zero sequence للcurrent أو ال voltage فهل أستطيع أن أستنتج قيم الphase values ؟

بالتأكيد نعم ، ويتم ذلك من خلال هذه الmatrix ، حيث لإيجاد IA و IB و IC فإنه يساوي : نفتح matrix 3x3 ونضع هنا 1 1 1 / 11 كما فعلنا من قبل ، ولكننا نقلب بين a^2 مع ال a ، فتكون ال a^2 مضروبة بI1 في حالة إيجاد ال IB ، و ال a^2 مضروبة ب I2 في حالة إيجاد ال IC والعكس مع a .

$$\begin{pmatrix} IA \\ IB \\ IC \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I0 \\ I1 \\ I2 \end{pmatrix}$$

الاستفادة الرئيسية من ال symmetrical component هو معرفة نوع العطل من خلال الpositive sequence والnegative sequence والzero sequence ، دون اللجوء إلى معرفة تيار العطل الأصلي .

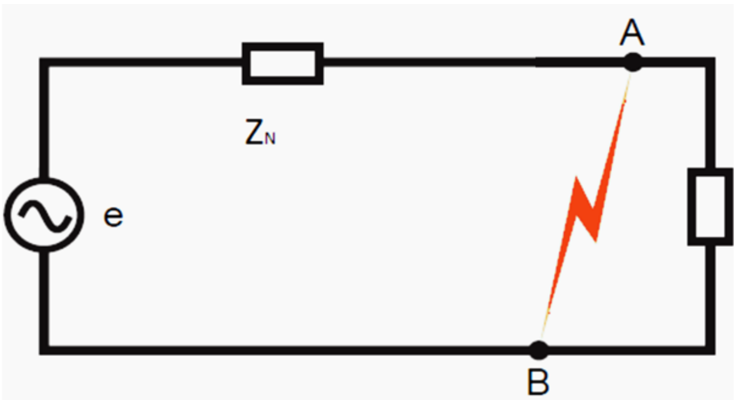
فإذا كان العطل لا يحتوي إلا على positive sequence فقط ، فهذا دليل على أن هذا العطل من نوع symmetrical fault ، أما إذا كان يحتوي على positive sequence و negative فقط ، فهذا دليل على أن هذا العطل phase to phase fault ، أما إذا كان يحتوي على positive sequence و negative sequence و zero sequence ، فهذا يعني أنه unsymmetrical fault والأرض جزء من هذا العطل .

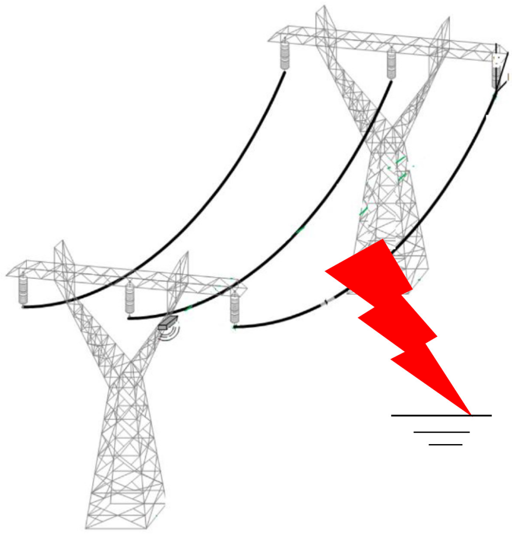


Earth Fault Protection

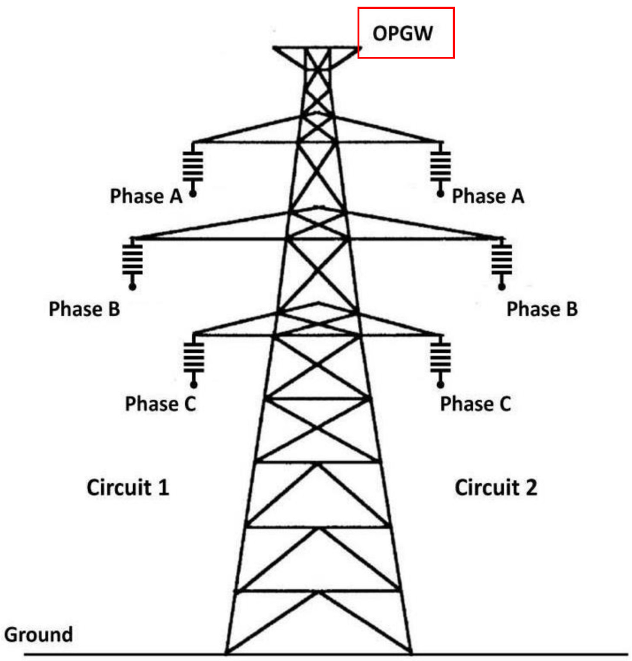
الآن دعونا نعود إلى شرح الearth fault protection مرة أخرى بالسؤال التالي

ما هي آلية رجوع تيار العطل الأرضي إلى مصدره؟ معلوم أن التيار لا يسري إلا في مسار مغلق ، و ذلك حسب قانون كيرشوف ، فإذا حدث عطل أرضي بمعنى أن أحد ال conductor من الOHL سقط على الأرض ، وظهر على ال Relay قيمة لتيار العطل, فهذا يعني بأن هذا التيار لم يظهر إلا بعد مروره في مسار مغلق ، أليس كذلك ؟



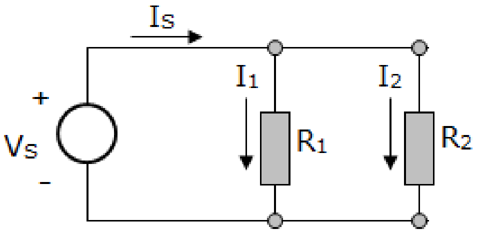


لكن السؤال هنا ما هي آليه رجوع التيار إلى مصدره أو كيف رجع هذا التيار إلى مصدره؟
يعود تيار العطل الأرضي إلى مصدره من خلال طريقين ، الطريق الأول من خلال ال Optical Ground wire ، والذي يكون أعلى البرج ويرمز له بالرمز "OPGW" ، أما الطريق الثاني من خلال الأرض نفسها ما لم تكن مقاومة الأرض عالية High Resistance .



فيصبح أمامه مسارين على شكل parallel path فينتقل التيار بينهم بالنسبة العكسية حسب قيمة المقاومات ، بمعنى الذي مقاومته أقل هو الذي يأخذ التيار الأعلى.

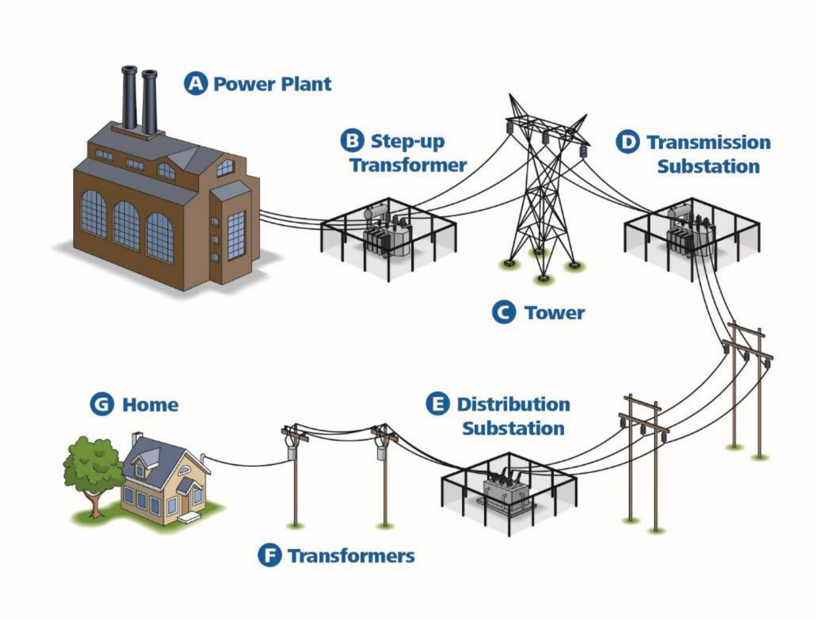
ومن هنا فإننا نستنتج **لماذا تكون الأعطال الأرضية في محطات النقل أخطر من الأعطال الأرضية في محطات التوليد؟**



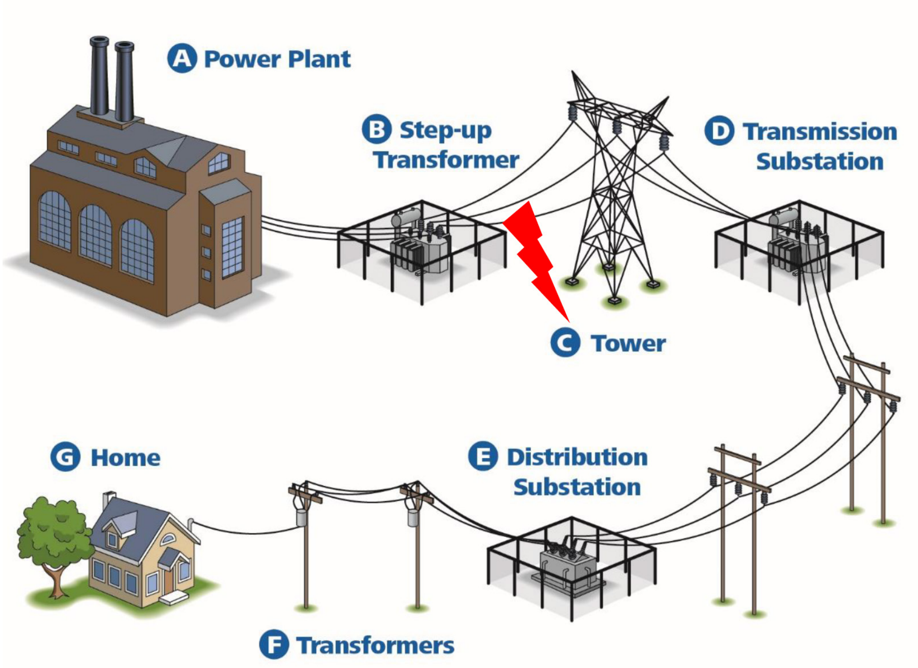
Parallel Circuit

$I_S = I_1 + I_2$

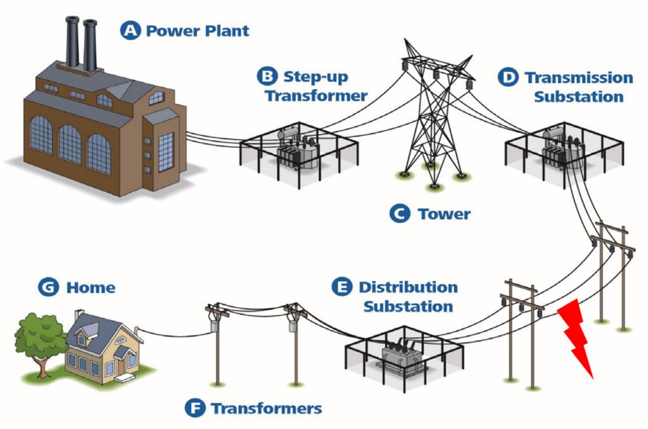
$= V_S/R_1 + V_S/R_2$



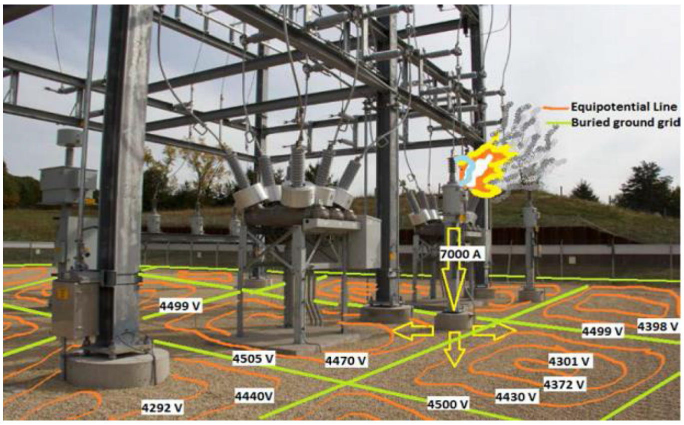
وذلك ، لأنه في محطات التوليد يعود تيار والعطل الأرضي إلى مصدره من خلال شبكة الأرضي الموجودة في داخل المحطة وهي ذات مقاومة منخفضة جدا ، فلا يحدث ارتفاع في قيمة الجهد على موصلات الـearthing.



بينما في محطات النقل يعود تيار العطل والذي يقع على مسافة بعيدة من المحطة من خلال مقاومة الأرض الممتدة من خارج المحطة وحتى المحطة نفسها.



فيرتفع الجهد على موصلات ال earthing بقدر ارتفاع قيمة مسار الرجوع حتى يصل الى قيم خطيرة على العاملين ما لم تكن مقاومة الأرضي في المحطة أقل ما يمكن.

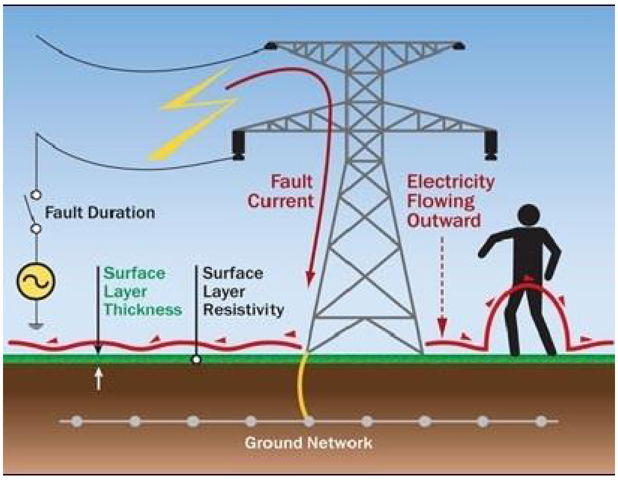


فنحن نحتاج أن تكون مقاومة الأرضي في المحطة أقل ما يمكن أو منخفضة جدا وذلك حتى يمر معظم تيار العطل من خلالها.

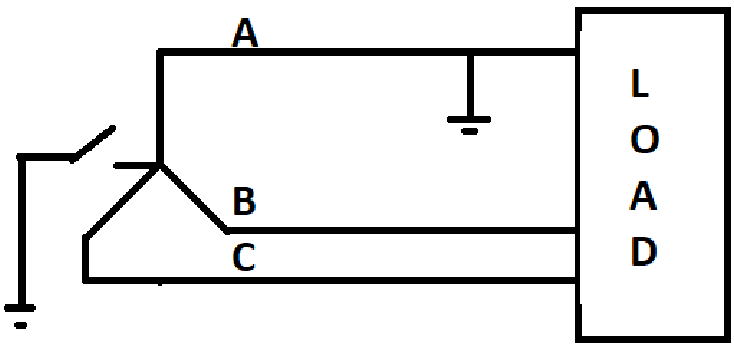
فالتيار يكون أمامه مسارين إما من خلال مقاومة العامل أو من خلال مقاومة الأرضي ، فكلما كبرت مقاومة العامل وقلت مقاومة الأرضي كان العاملين في المحطة في أمان.

حيث تزداد مقاومة العاملين في المحطة من خلال ارتدائهم لل Safety shoes .



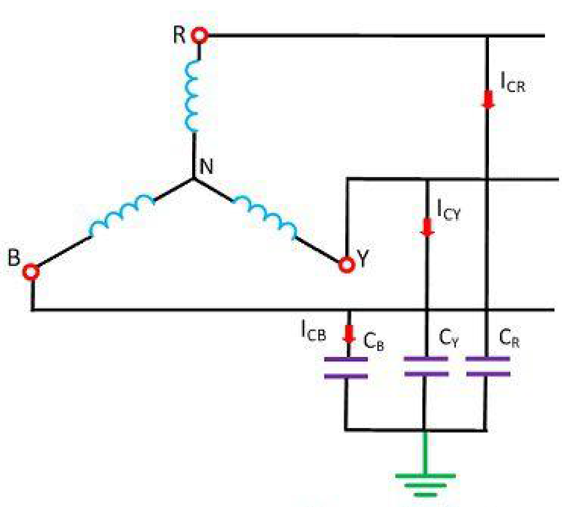


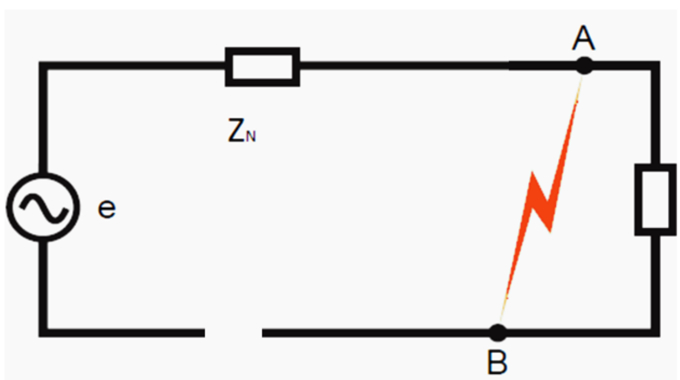
وممكن أن نسأل سؤال آخر , **ماذا لو حدث عطل أرضي في نظام معزول بمعنى أن ال Neutral له غير مؤرضة , ماذا سوف يحدث ؟ وكيف سوف يسري تيار العطل ؟**



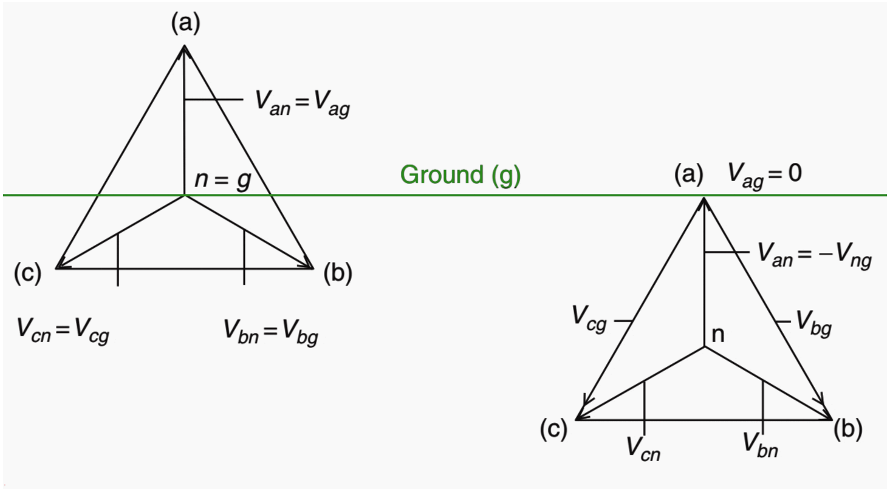
في حال حدث عطل أرضي على نظام غير متصل بالأرض ، فإنه لن يمر أي تيار عطل أرضي نظريا ، و ذلك لأن الدائرة سوف تكون مفتوحة في حالة ال Isolated system. والتيار لا يمر إلا من خلال مسار مغلق !.

ولكنه في الواقع ، فإن تيار العطل سوف يعود إلى مصدره من خلال ما يسمى ب stray capacitance -المكثفات الشاردة - الخاصة بخطوط النقل ولكن قيمته سوف تكون صغيرة مقارنة بقيمة تيار العطل في حالة أن النظام كان مؤرض.

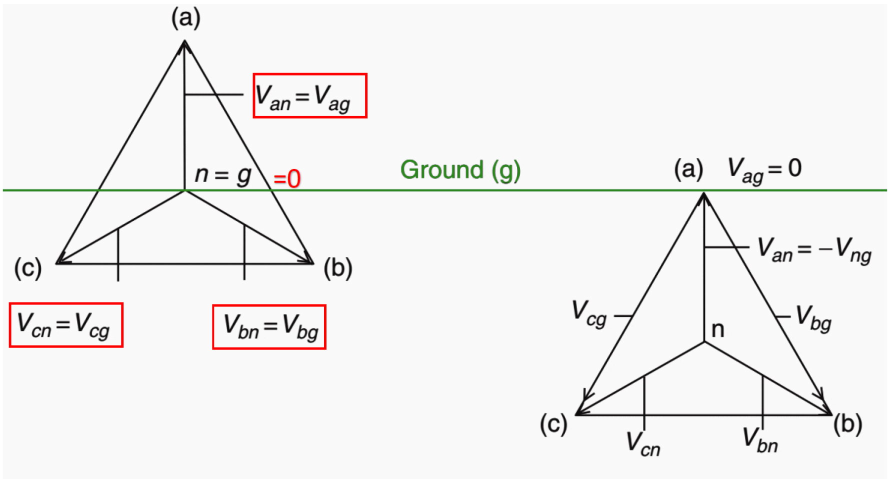




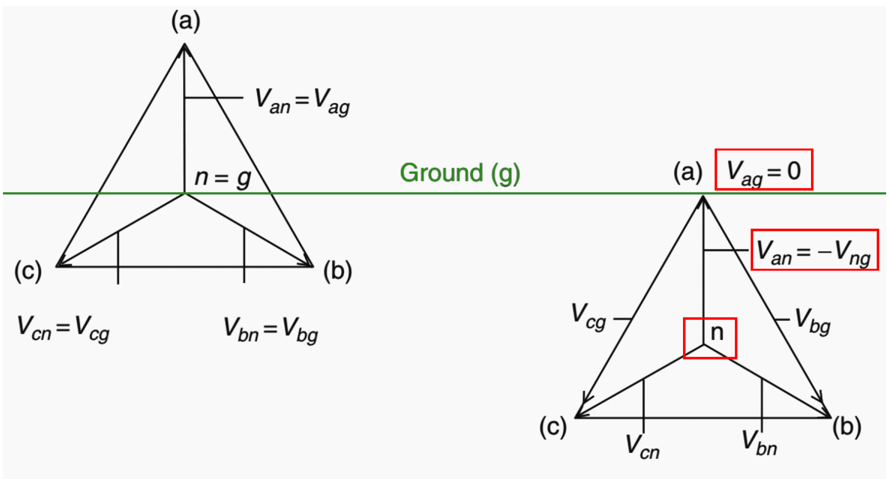
وحدوث عطل أرضي في نظام معزول سوف ينشأ عنه ارتفاع الجهد على Heathy phases -الفازات السليمة- ، و ذلك بسبب وجود مكثفات الخط .



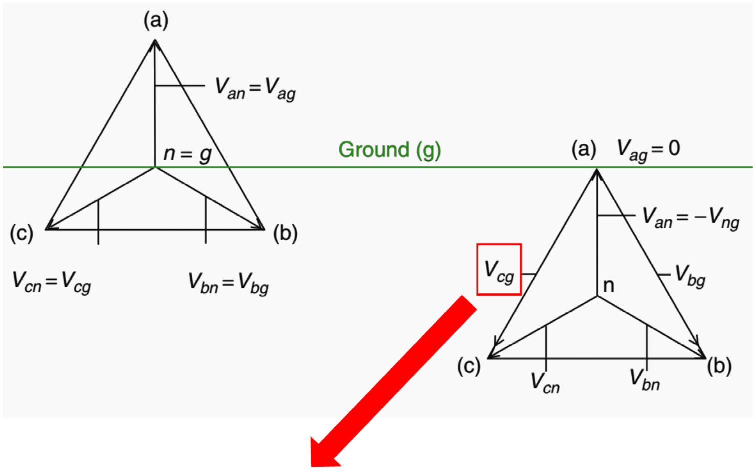
قبل حدوث العطل ، الجهد على الوجه الواحد يساوي ال Phase voltage كما في هذا ال Phasor diagram وكان جهد ال neutral يساوي صفر.



أما بعد حدوث العطل على الPhase A فيعود تيار العطل من خلال مكثفات ال Heathy phases ، ويرتفع جهد نقطة ال neutral الى قيمة الphase voltage ولكنها سالبة ، وذلك لأن جهد ال phase هو الذي أصبح يساوي صفر بعد العطل.

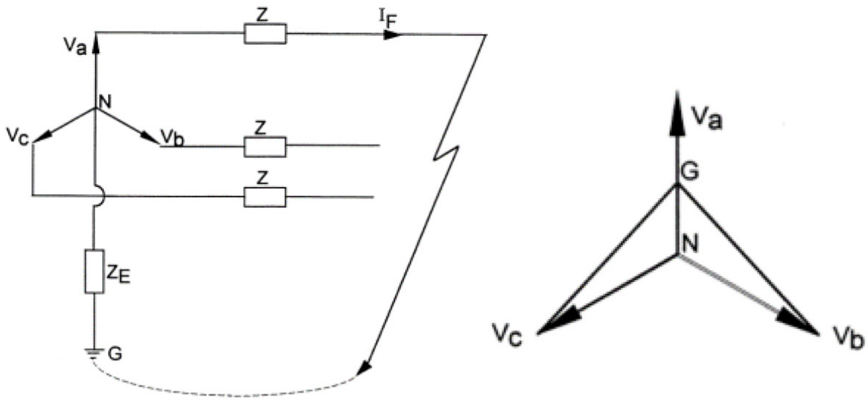


وبالتالي أصبح جهد الوجة على الفازات السليمة هو ال line voltage و ليس phase voltage ، وهذا يعني أن جهد الوجه الواحد أصبح أكبر بجذر 3 بعد العطل

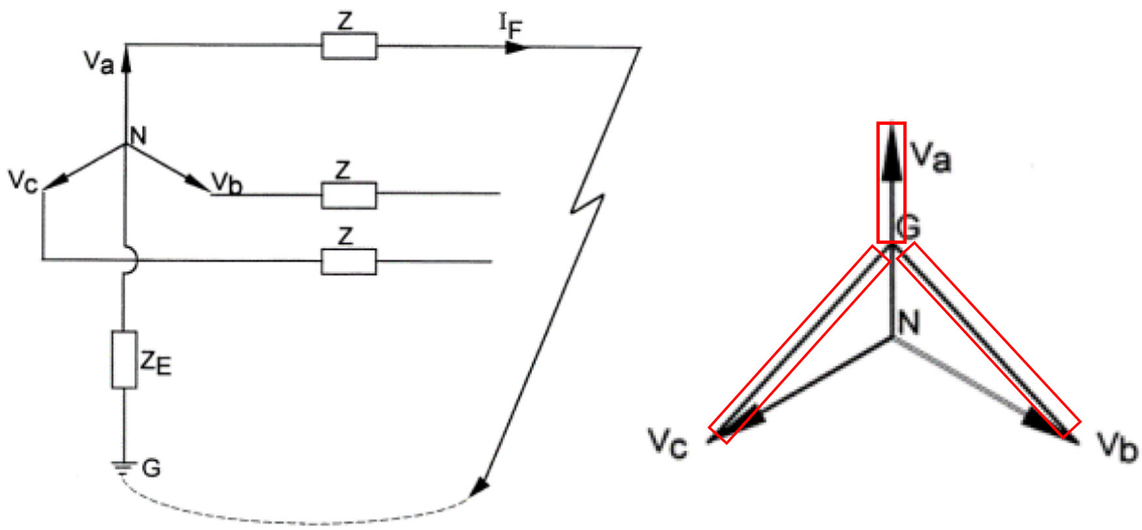


$$V_{cg} = \sqrt{3} * V_{cn}$$

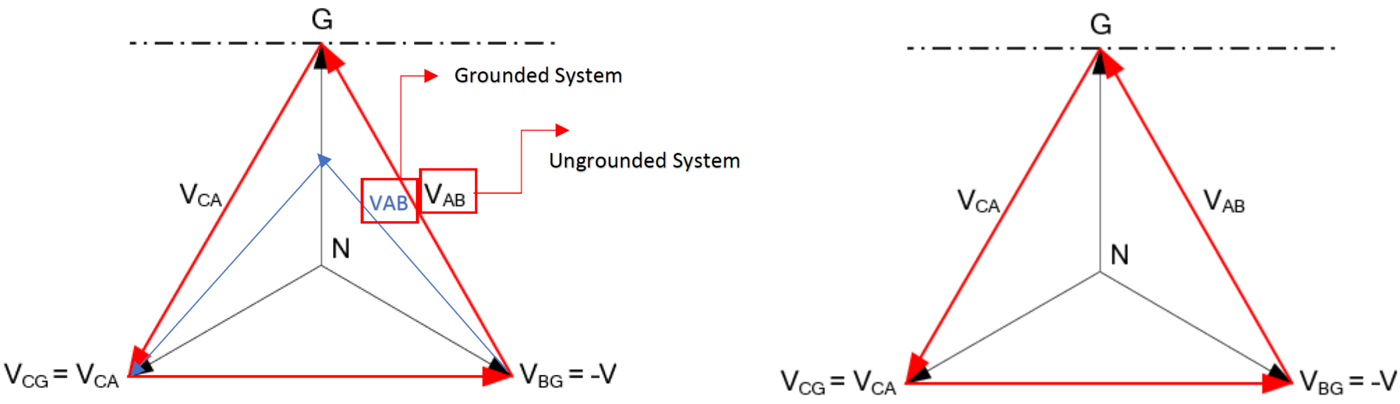
أما إذا كان النظام مؤرض من خلال مقاومة وحدث عطل أرضي فإن نقطة ال neutral سوف تتزحزح من النقطة N إلى النقطة G كما هو ظاهر في الشكل.



فينخفض الجهد على الphase A والذي حدث عليه العطل وترتفع الفولتية على Heathy phases



الآن لاحظ معي أن ارتفاع الفولتية عند حدوث العطل في النظام المعزول كاملا أكبر منها في النظام المعزول من خلال مقاومة.



حيث هذه الأنظمة يستلزم أن يكون مستوى العزل فيها مرتفع مقارنة بغيرها من الأنظمة.

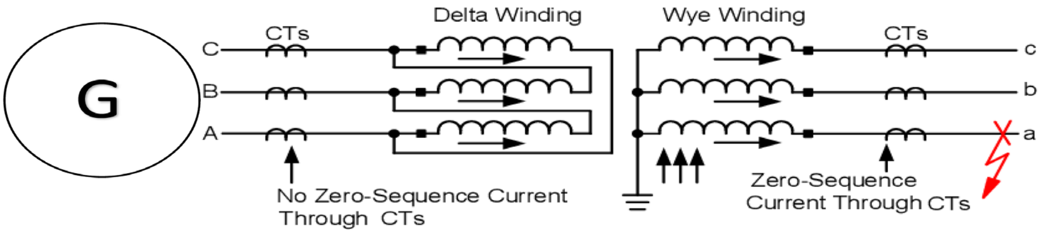


والخلاصة هنا هو أنه في الأنظمة المعزولة اذا حدث لدي أي عطل أرضي فإنه سوف ينشأ عنه ارتفاع في قيمة الجهد ، بل قد يشوه موجة الجهد أصلا ، بالإضافة إلى أن أي unbalance في الsystem سوف ينشأ عنه نقطة تعادل غير مستقرة.

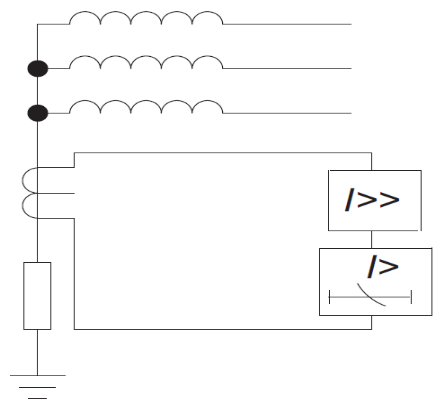
إذن في هذه الحالة ، كيف يمكن للRelay أن يكتشف الأعطال الأرضية في نظام غير مؤرض ، مع العلم أن النظام الغير مؤرض يمكن أن نقول عنه Ungrounded system أو isolated system أو 3-wire system.

الهدف الرئيسي التي ظهرت منه فكرة الUngrounded system هو تقليل قيمة ال short circuit current لحظة العطل ، وذلك لأن تيار العطل سوف يمر من خلال المكثفات والتي لها impedance عالية. بمعنى أن ال short circuit level لحظة العطل أصبح صغيرا .

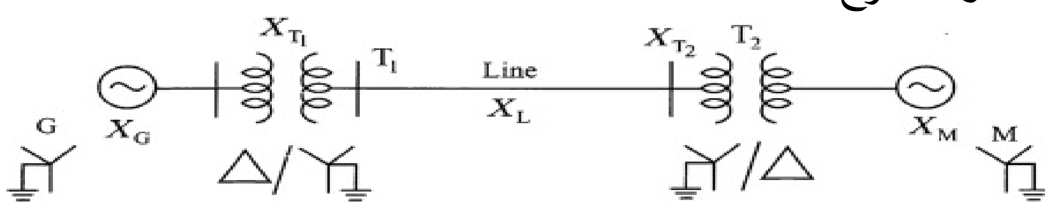
والهدف الثاني من Ungrounded system هو عزل المولد من أي external earth fault حيث الأنظمة المعزولة تقوم بمنع الZero sequence current من المرور من جهة الخط إلى جهة المولد ، وذلك لأن الZero sequence current سوف تسبب vibration أو اهتزازات عنيفة للمولد .

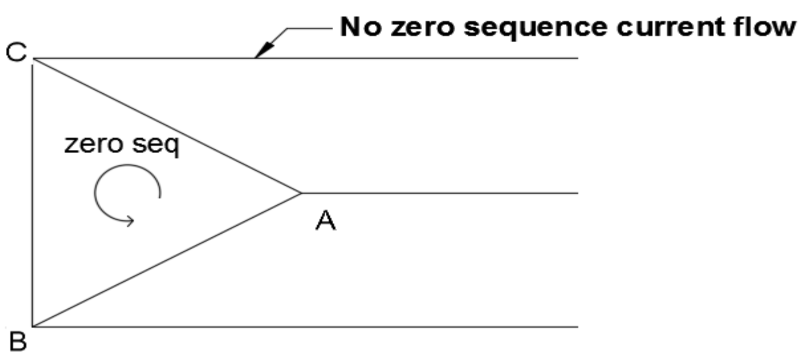


وبالتالي فلن تشعر الearth fault protection والمركبة على المولد والتي عادة ما تكون حساسة جدا بأي عطل على الخط ، ومن هنا فإننا نضمن استقرارها وعدم عملها في حال أي external earth fault .

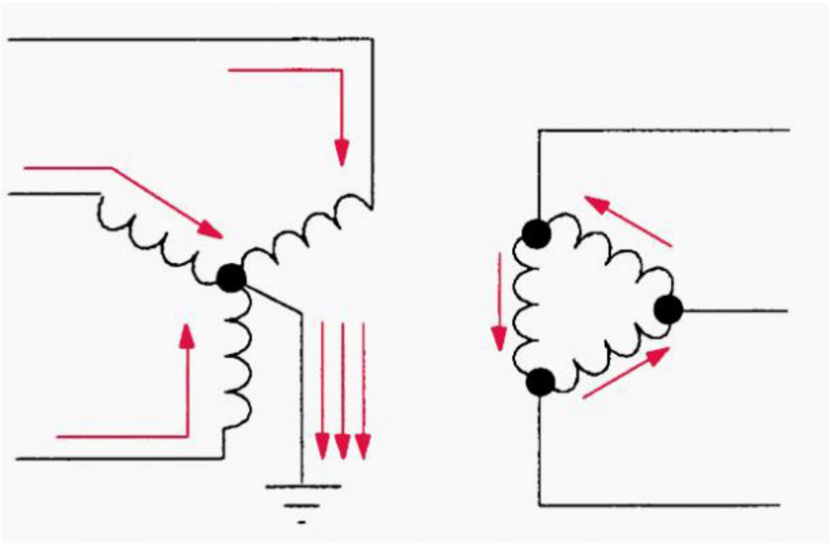


لذا عادة ما ينصح بأن تكون توصيلة الvector group للgenerator transformer بأن تكون Star/delta ، حيث delta تكون جهة الgenerator والstar تكون جهة ال transformer ، فإذا حدث عطل أرضي على جهة الstar فإن الZero sequence current لن تنتقل الى جهة الdelta ، حيث وجد عمليا بأن الZero sequence current تدور في داخل الdelta ولا تخرج منه.





حالها كحال الـ3rd harmonic current ومضاعفاتها ...6th,9th,12th والتي تسبب overheating و overvoltage على الـgenerator فإنها أيضا تدور داخل الـdelta ولا تخرج منه.



مع العلم بأنه لا يوجد phase shift بين الـ3rd harmonic ,R,B,Y مثلها مثل ال Zero sequence وكل ال vector تكون in-phase .

$$I_a(t) = I_1 \sin(\omega_o t) + I_2 \sin(2\omega_o t) + I_3 \sin(3\omega_o t)$$

$$I_b(t) = I_1 \sin\left(\omega_o t - \frac{2}{3}\pi\right) + I_2 \sin\left(2\omega_o t - \frac{4}{3}\pi\right) + I_3 \sin(3\omega_o t)$$

$$I_c(t) = I_1 \sin\left(\omega_o t + \frac{2}{3}\pi\right) + I_2 \sin\left(2\omega_o t - \frac{2}{3}\pi\right) + I_3 \sin(3\omega_o t)$$

Fundamental | 2nd order harmonic | 3rd order harmonic

من المعلوم لدى كل مهندس بأن هناك علاقة وثيقة بين الharmonic order و symmetrical component كما هو ظاهر في هذا الجدول.

Harmonic Order vs. Phase Sequence

Harmonic Order	Sequence
1, 4, 7, 10, 13, 16, 19	Positive
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20	Negative
3, 6, 9, 12, 15, 18, 21	Zero

حيث ال harmonics ل 1st , 4th , 7th وغيرها تمثل الpositive sequence

Harmonic Order vs. Phase Sequence

Harmonic Order	Sequence
1, 4, 7, 10, 13, 16, 19 →	Positive
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20	Negative
3, 6, 9, 12, 15, 18, 21	Zero

بينما 2nd ,5th harmonic وغيرها من هذه الرتب فإنها تمثل ال negative sequence فمثلا إذا ظهر لدي 2nd harmonic على الcurrent فإنه سوف ينشأ لدي negative sequence على الcurrent ، أما إذا ظهر لدي 2nd harmonic على الvoltage فإنه سوف ينشأ لدي negative sequence على ال voltage .

Harmonic Order vs. Phase Sequence

Harmonic Order	Sequence
1, 4, 7, 10, 13, 16, 19	Positive
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20 →	Negative
3, 6, 9, 12, 15, 18, 21	Zero

أما 9th ، 6th ، 3th فإنها تمثل الZero sequence سواء كانت current أو voltage.

Harmonic Order vs. Phase Sequence

Harmonic Order	Sequence
1, 4, 7, 10, 13, 16, 19	Positive
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20	Negative
3, 6, 9, 12, 15, 18, 21	Zero

نحن نستطيع القول بأن 3th harmonic ما هي إلا Zero sequence ، بينما لا نستطيع أن نقول بأن ال Zero sequence لا تحتوي إلا على 3th harmonic ، وذلك لأن ال Zero sequence احتمال أن تتكون من مجموعة من harmonic order كما هو ظاهر في هذا الجدول.

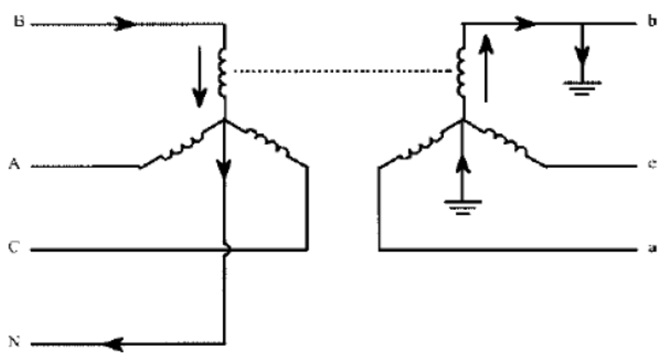
zero sequence

3rd harmonic

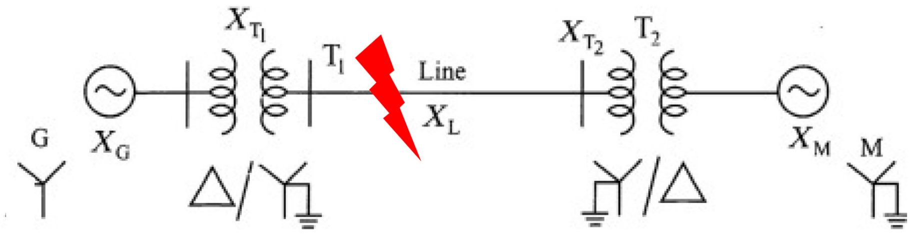
Harmonic Order vs. Phase Sequence

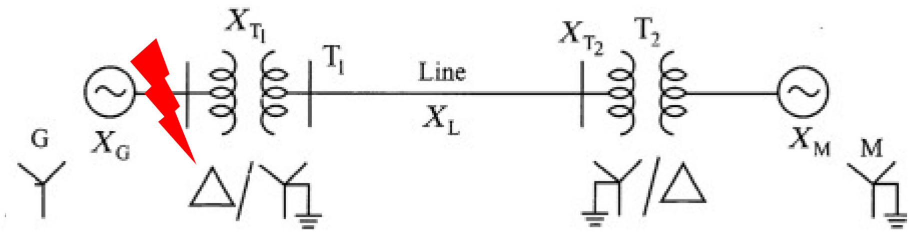
Harmonic Order	Sequence
1, 4, 7, 10, 13, 16, 19	Positive
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20	Negative
3, 6, 9, 12, 15, 18, 21	Zero

أما في حالة توصيل الvector group على شكل Yy0 والتي تكون فيها ال neutralمؤرضة ، فإذا حدث عطل على secondary وأنشأ هذا العطل Zero sequence ، فإن تيار العطل سوف تظهر له Zero sequence أخرى على الجهة الأخرى مثل المرآة تماما فالعطل ينتقل من جهة إلى جهة.

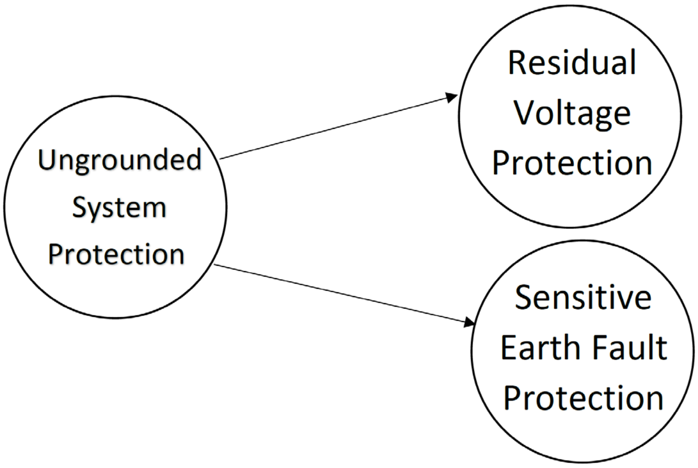


اذا كانت توصيلة الdelta تحمي الgenerator من external earth fault **فمن يحمي ال generator من ال internal earth fault إذا كان النظام معزول؟**

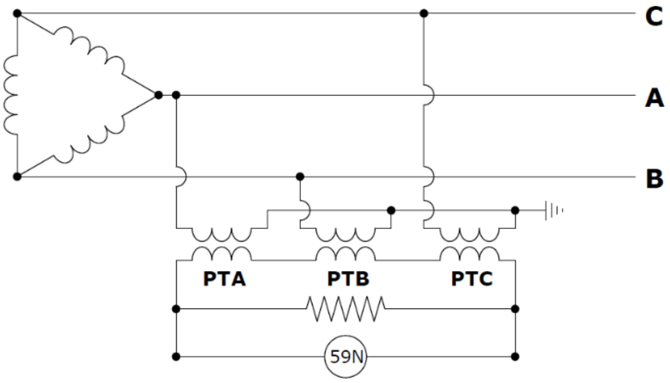




هناك طريقتين لاكتشاف هذا النوع من الأعطال باستخدام أجهزة الوقاية الحديثة :
الطريقة الأولى : إما بإستخدام الResidual voltage protection
أو الطريقة الثانية : باستخدام Sensitive earth fault

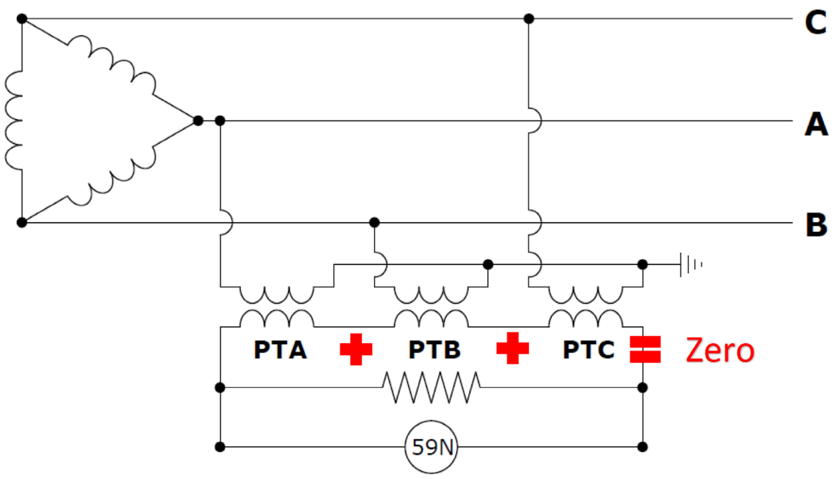


و الResidual voltage protection تستخدم فكرة الBroken delta connection ، وعادة ما يتم استخدام هذه الطريقة في medium voltage system .

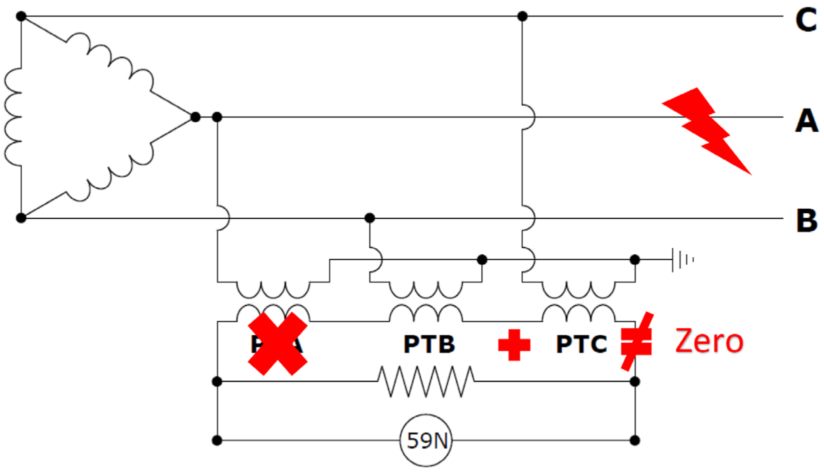


حيث يتم توصيل الResidual voltage protection كما هو ظاهر في الشكل ، بحيث يوصل ال VT primary side على شكل star connection ، بينما يوصل ال VT secondary side على شكل Broken delta ، و بالتالي يقوم هذا ال Relay بكشف أي أعطال أرضية من خلال قياس الunbalance الناشئة عنها .

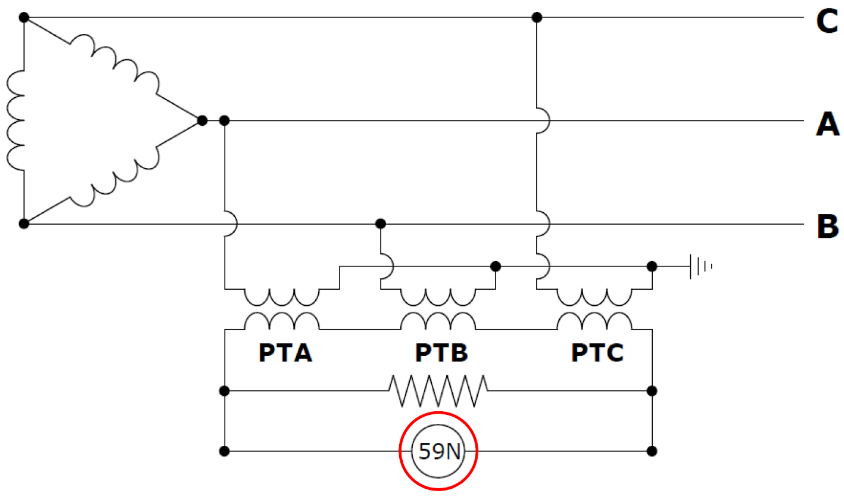
فإذا كان الـ3-phase voltage في حالة اتزان ، سوف نلاحظ أن قيمة الجهد على أطراف الـ59N هو صفر ، حيث قلنا لكم أنه في حال الاتزان فإن VA+VB+VC سوف يساوي صفر دائما.



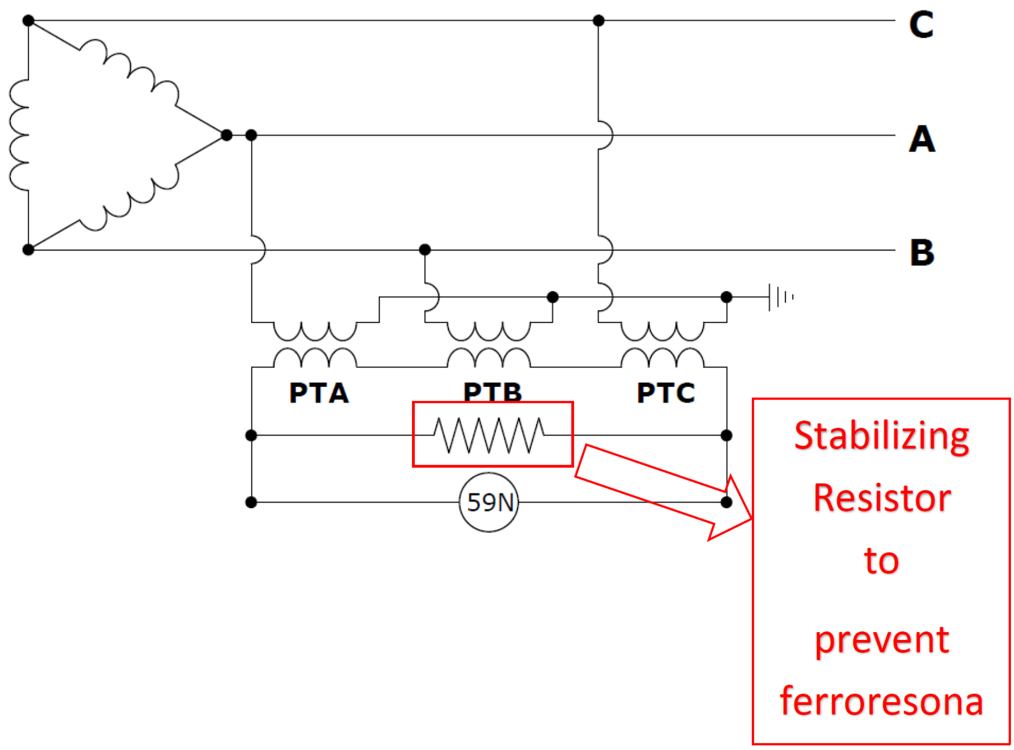
أما إذا حدث عطل على أحد الـphases ، وبالتالي أصبح هذا الـphase مؤرض ، فإن فولتية هذا الـphase والذي حدث عليه العطل سوف تنخفض الى الصفر ، وبالتالي فإن ال vector summation لجهود ال 3-phases لن يساوي صفر.



وعندها سوف يكتشف ال Relay العطل ويفصل ال CB بشكل سريع



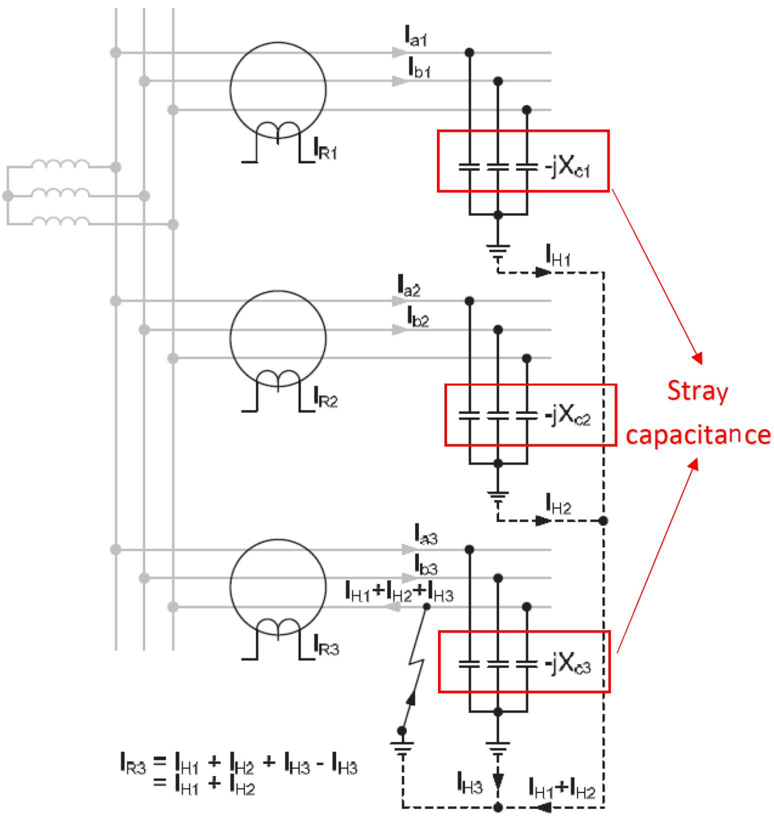
وأما بالنسبة لهذه المقاومة فتسمى Stabilizing resistor وتم وضعها لتجنب مشكلة الرنين أو مشكلة ال ferro resonance .

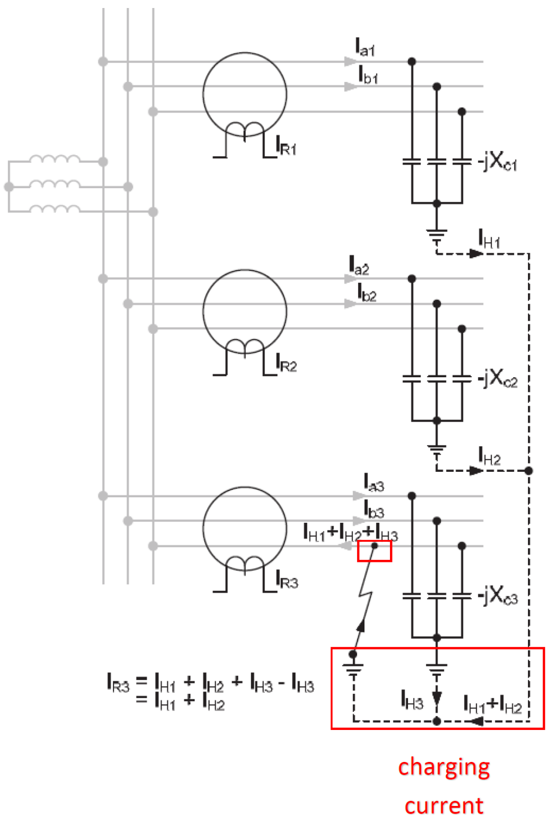


Earth Fault Relay Wiring Connection Diagram

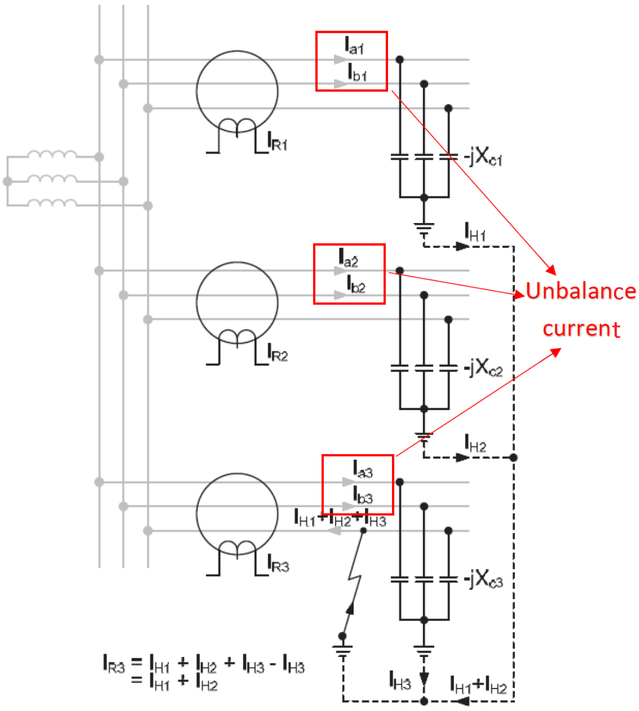
أما طريقة استخدام الsensitive earth fault لكشف الأعطال الأرضية في ال ungrounded system ، فتتم من خلال استخدام ال core balance CT بشكل أساسي.
تابع معي الآن هذا النوع الفريد من الأعطال الأرضية ، وآلية تغذية نقطة العطل.

عند حدوث عطل أرضي على أحد الفازات مثلا ، فإن جهد هذا الفاز سوف ينخفض وسوف يتم تغذية نقطة العطل من خلال ما يسمى بال charging current -تيار الشحن- ، والمشكلة أن الcharging current ليس له أي مسار للرجوع سوى من خلال ال stray capacitance على ال healthy phase ، وعليه فسوف ترتفع قيمة الجهد على الأوجه إلى قيمة الline voltage كما قلنا من قبل .

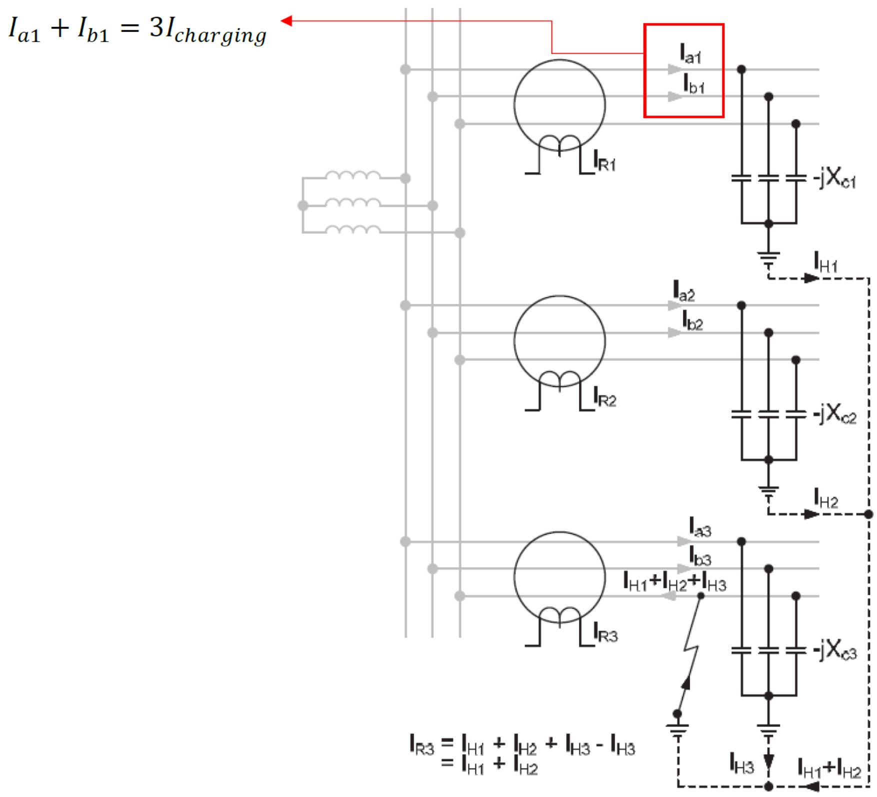




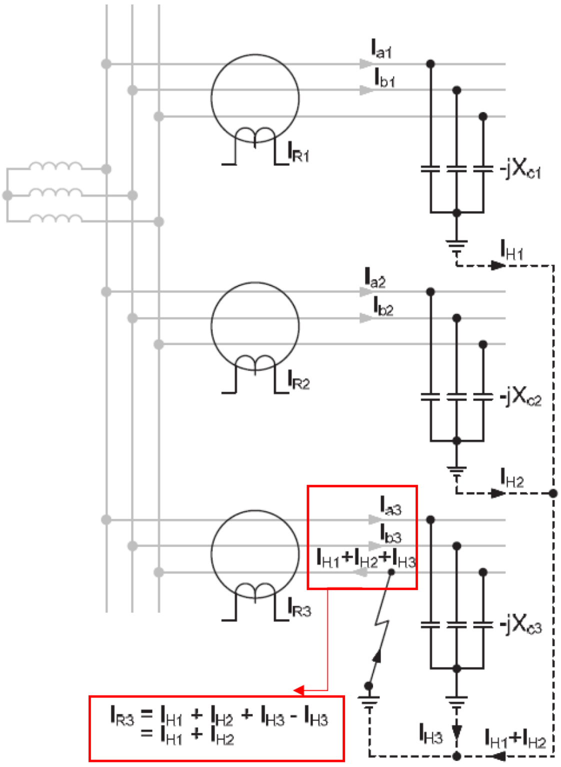
فبعد أن حدث العطل ارتفعت قيمة الunbalance current على الأوجه السليمة لكونها هي الممر الوحيد لتيار العطل ليكمل الدائرة .



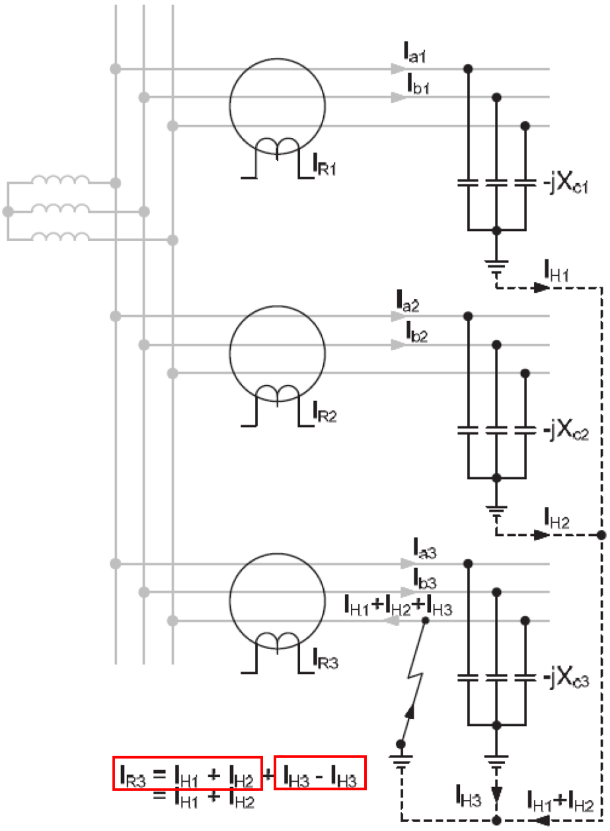
قيمة الcharging current تصل إلى صفر في الظروف الطبيعية ، وذلك لأنها تجمع ك vector summation فلا يتأثر بها ال protection relay ، والتي يتم تغذيته من CT core type ، و وجد عمليا أن مجموع التيارين في ال healthy phases في كل feeder يصل إلى ثلاث أمثال الcharging current على كل phase في الوضع الطبيعي .



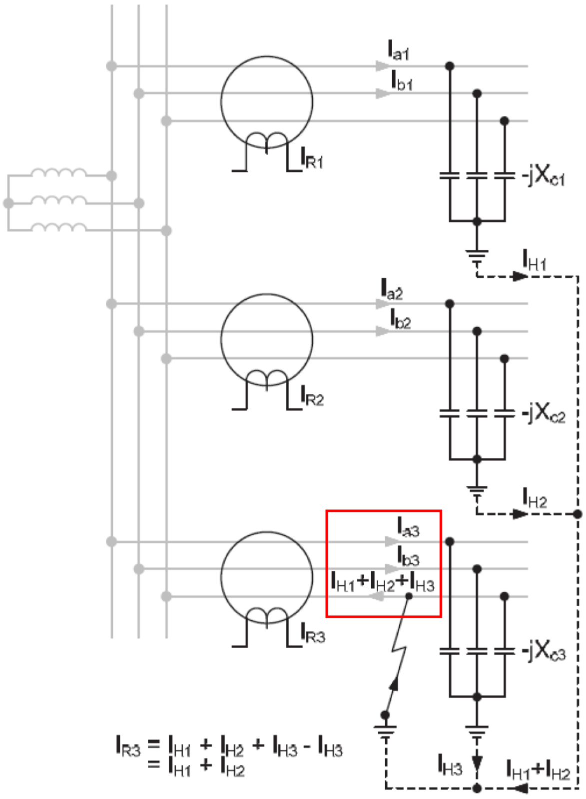
بينما التيار المار من خلال الfeeder الذي تعرض للعطل سوف يساوي مجموع تيارات ال charging current على جميع feeders السليمة فقط .



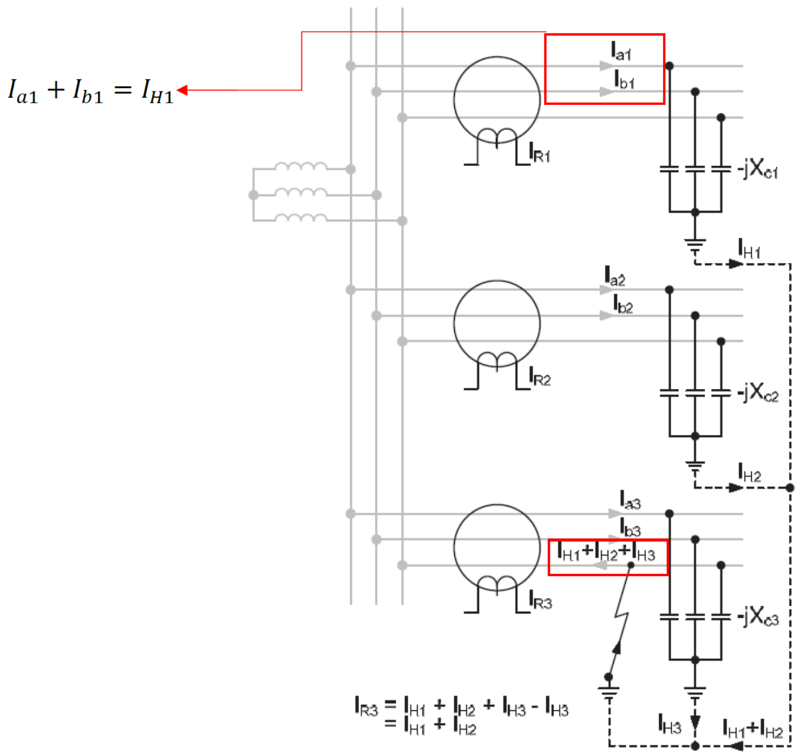
أو بمعنى آخر مجموع تيارات الcharging current على جميع الfeeders باستثناء الfeeder الذي تعرض للعطل .



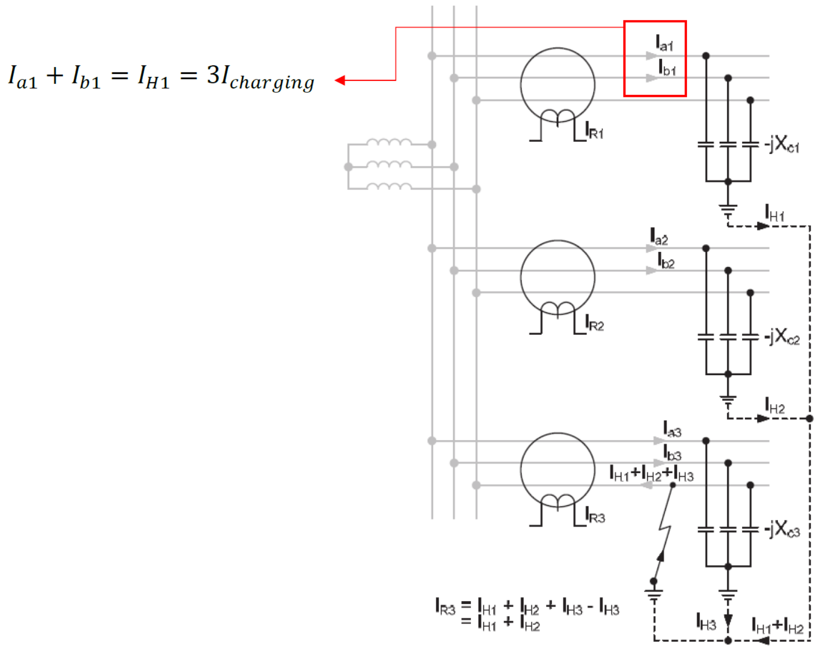
وذلك لسبب واحد فقط هو أن هذا ال CT سوف يقوم بطرح قيمة التيار الخاصة به من خلال انعكاس التيارات ، حيث نلاحظ أن مجموع التيارين A و B سوف يمرون في هذا الاتجاه من اليسار (المصدر) الى اليمين لتغذية نقطة العطل ، بينما التيار IH3 سوف يعود الى مصدره من اليمين الى اليسار ، والمجموع الاتجاهي لكل هذه التيارات يساوي صفر.



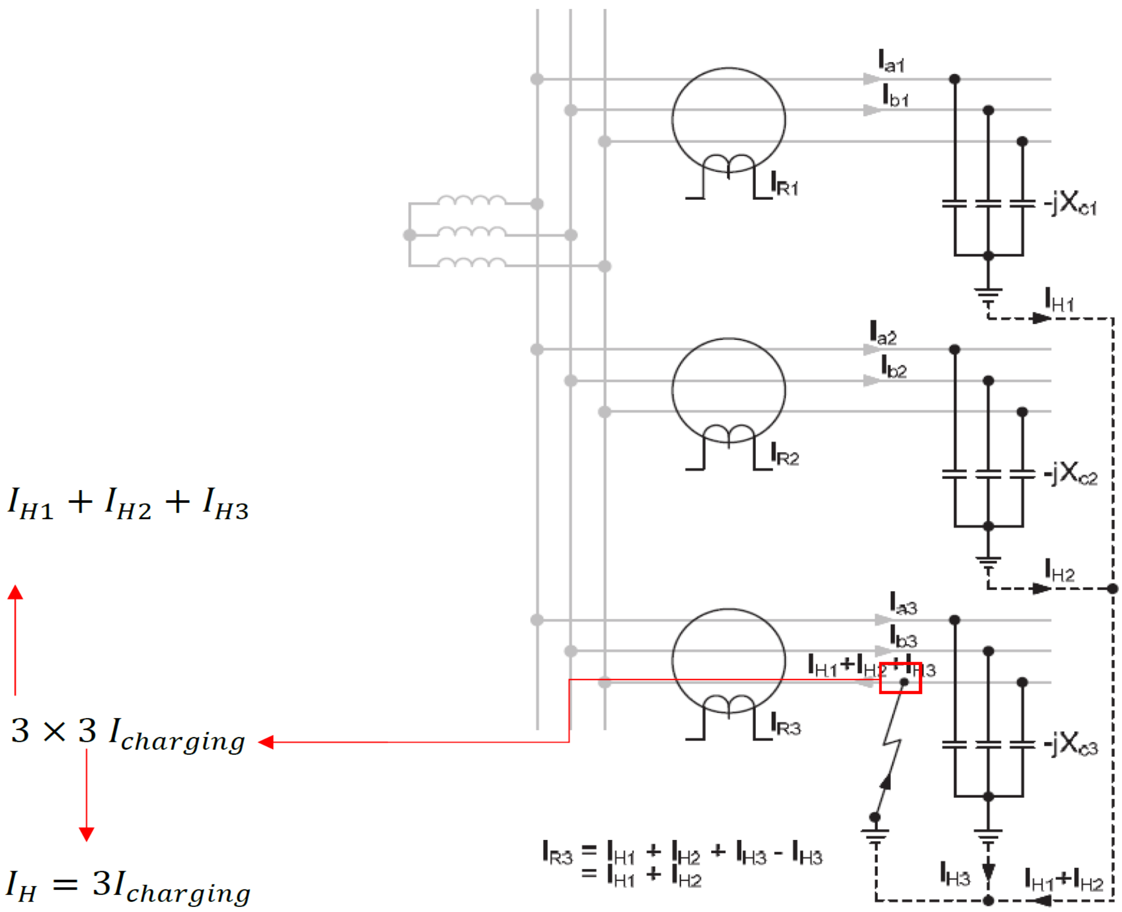
وتيار العطل عند هذه النقطة المظللة بالمربع الأحمر يساوي IH1 +IH2 +IH3 حيث IH1 يساوي مجموع التيارين القادمين من المغذي الأول وهو IB1 + IA1



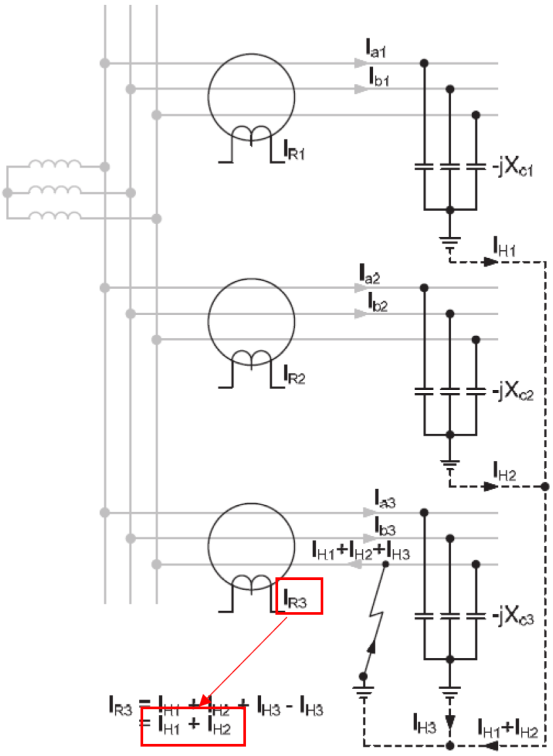
والتي تساوي ثلاث أمثال تيار الcharging current على كل phase في الوضع الطبيعي .



وبالتالي فإن قيمة تيار العطل عند هذه النقطة المظللة ك**Primary current** يساوي 3 مضروبة في 3 ، الثلاث الأولى هي عدد ال feeders والثلاث الثانية أن كل feeder سوف يعطيني ثلاث أمثال ال charging current ، بالتالي فإن قيمة تيار العطل سوف تساوي تسعة أمثال الcharging current في الوضع الطبيعي .

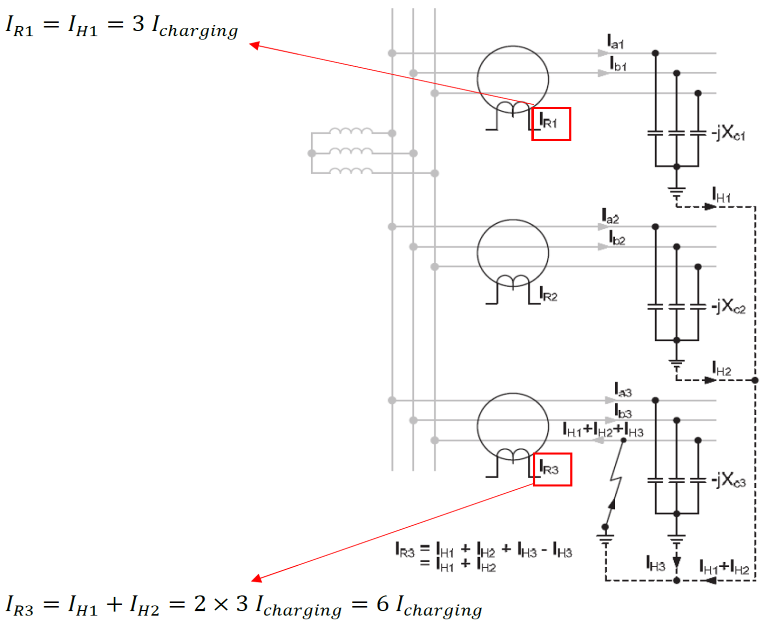


بينما قيمة التيار التي يراها ال IR3-relay هي IH1 + IH2 فقط ، لأننا قلنا أن IH3 تم إلغاءها بسبب اتجاه التيارات بين الphase A و B ، وهنا فإن قيمة تيار العطل التي يراها الrelay تساوي 2 في 3 ال I charging current وهي ستة أمثال charging current .



$$I_{R3} = I_{H1} + I_{H2} = 2 \times 3\, I_{charging} = 6\, I_{charging}$$

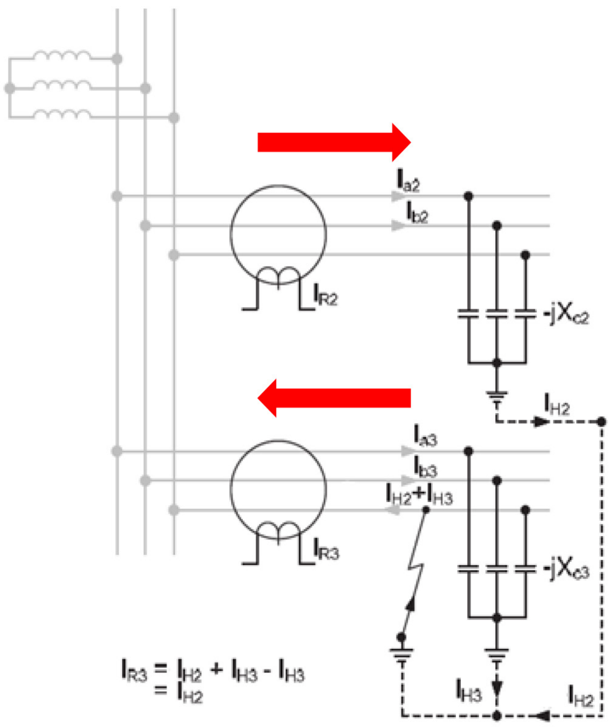
لاحظ في هذه الحالة أن قيمة التيار التي يراها ال relay الذي حدث عليه الfault هو 6 أمثال الcharging current على كل phase في الوضع الطبيعي ، بينما قيمة التيار التي يراها هذا ال relay على المغذيات التي لم يحدث عليها الfault هو 3 أمثال ال charging current وعليه فإنه يجب أن يفصل ال feeders المعطلة قبل ال feeders السليمة بكل تأكيد ، ويمكن عمل تنسيق زمني بينهم بناءا على اختلاف قيمة تيار العطل .

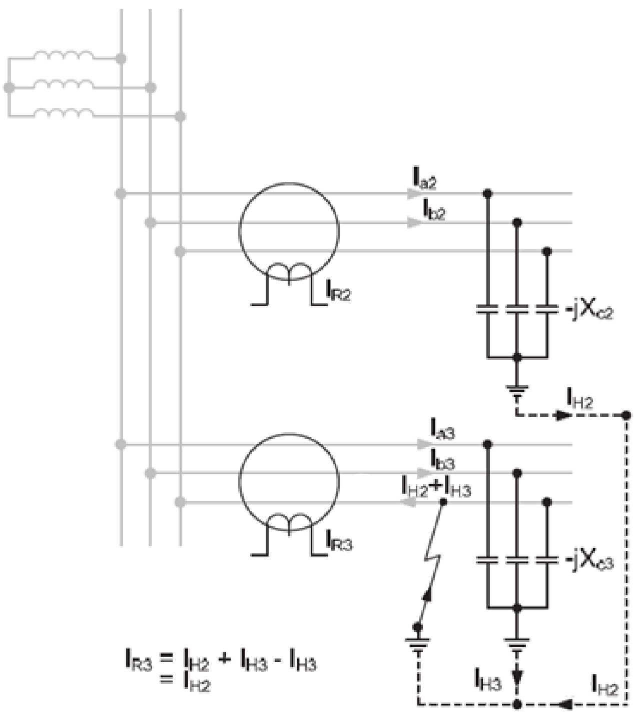


ولكن المشكلة الكبرى تكمن عندما يكون عدد المغذيات هي 2 فقط ، فعندها قيمة التيار
سوف يكون نفسه على كلا الprotection relay على كلا المغذيات السليمة والمعطلة ،

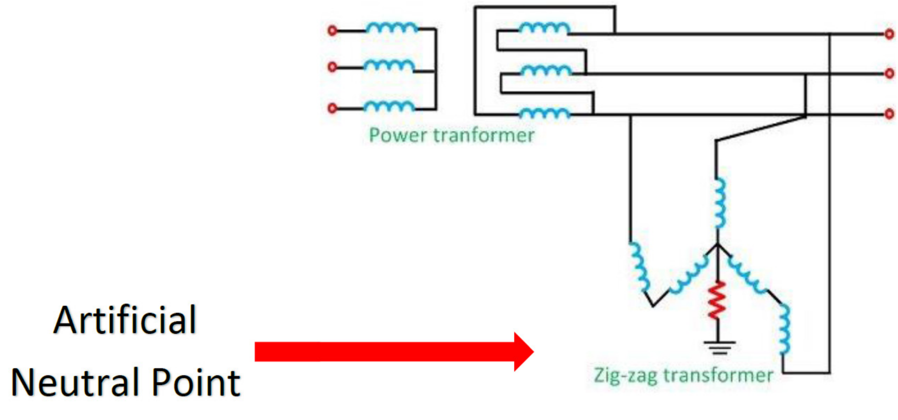
فما العمل إذن.؟

هناك فرق جوهري وحيد بين المغذي الذي حدث عليه الfault ، والمغذي السليم وهو **اتجاه** تيار الearth fault ، وهذه الميزة يمكن أن تستخدمها أجهزة الوقاية الرقمية لمنع المغذيات السليمة من العمل بشكل خاطئ ، وبالتالي يجب في هذه الحالة استخدام Dirc-tional Earth Fault protetion لتجنب الفصل الخاطئ وتمييز العطل بشكل أفضل . أرجو أن تكون هذه الصورة قد وصلت بشكل كافي ، وإلا قم بقراءة هذا التحليل مرة أخرى .



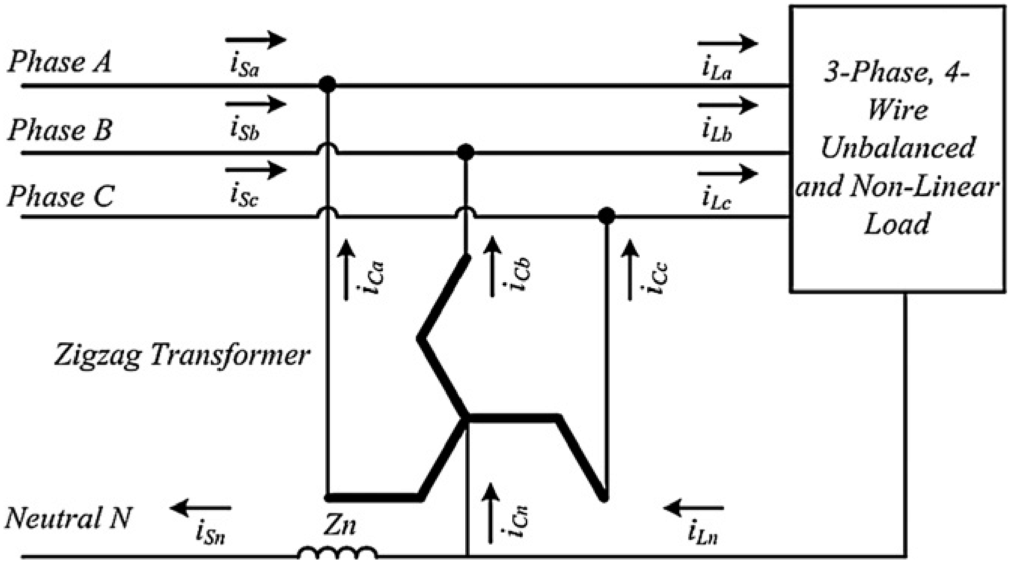


عادة ما يستخدم الzigzag transformer على جهة الدلتا side على ال power transformer لإنشاء نقطة neutral جهة الدلتا ، و تسمى هذه الneutral الناشئة بال artificial neutral point بمعنى نقطة الneutral المصطنعة .



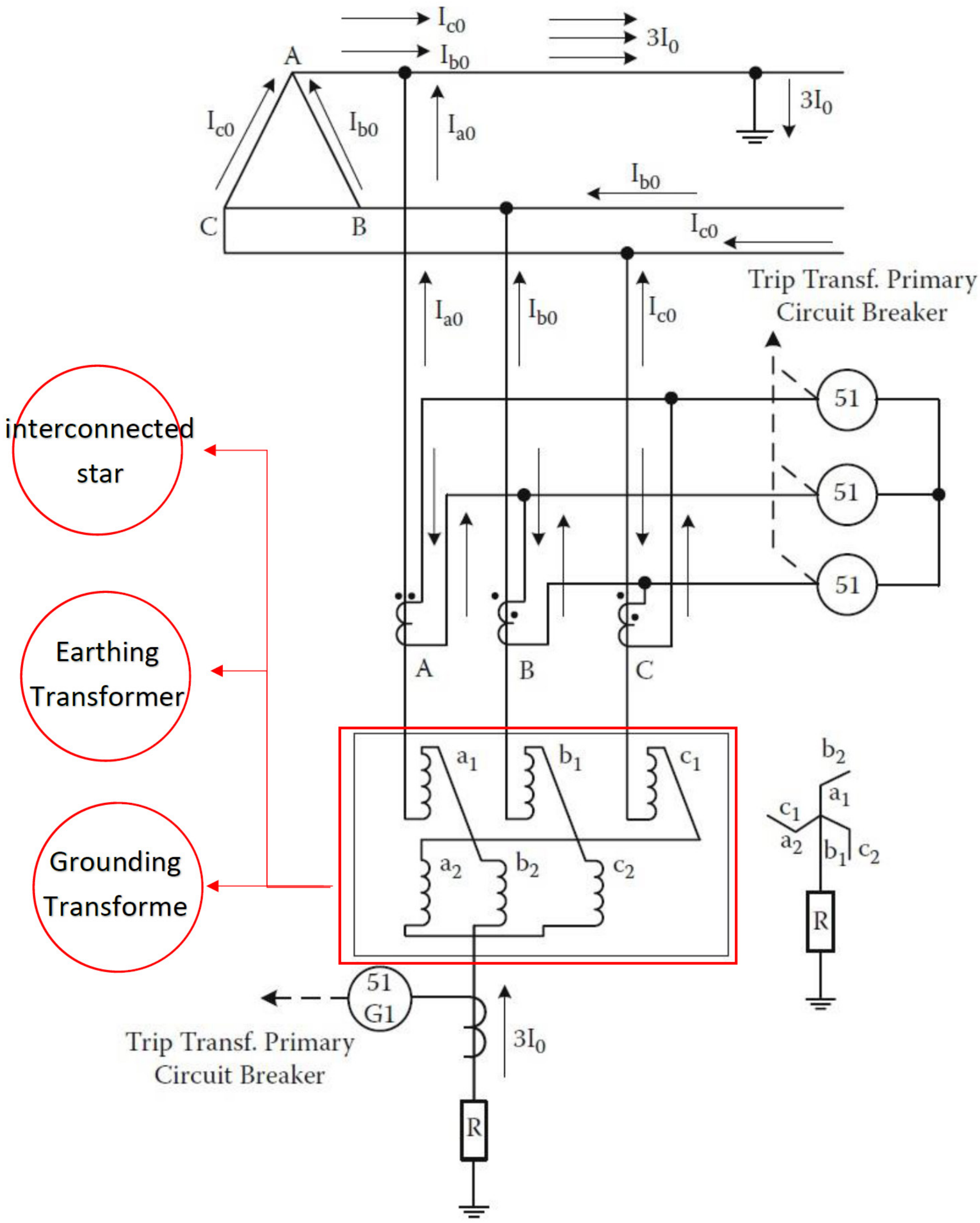
Zig-zag transformer for neutral grounding

حيث تتميز هذه التوصيله بميزة هامة وفريدة حيث أنها تسمح بمرور التيارات التي لا يوجد أي shift phase بينها بمعنى التيارات التي تكون in-phase .



بينما تمنع تماما مرور التيارات الذي يكون ال shift phase بينها 120 درجة وهذه الميزة تعني ببساطة ان هذه التوصيلة تستخدم كموصل أرضي لتيارات ال zero sequence على power transformer delta side

وتسمى هذه التوصيلة في بعض المراجع بال interconnected star وهي تستخدم ك earthing أو grounding transformer .



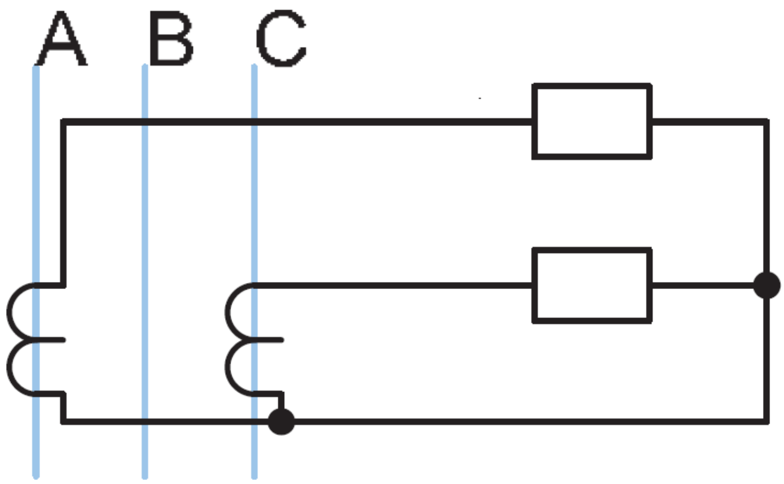
وكلمة zigzag هنا تعني المتعرج وهي طريقة توصيل ال windings بداخلها .

ويمكن وضع CT على الneutral الخاص بهاذا الzigzag transformer واستخدامه stand by earth fault أي SBEF Protection ويرمز لها 51G

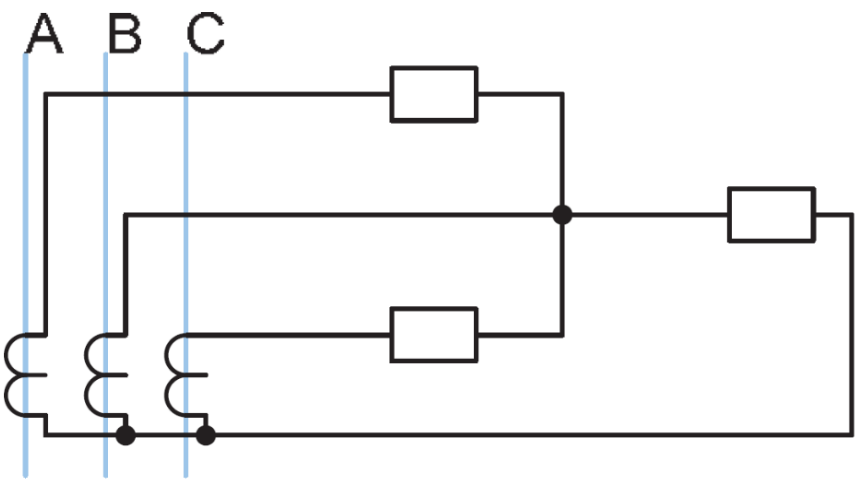
وخلاصة توصيل الovercurrent والearth fault protectionتكون كالتالي :

- **الطريقة الأولى :** أن نقوم بتوصيل ال overcurrent relay على 2-phase فقط ، و هذه طريقة اقتصادية ، وذلك لأننا لا نحتاج إلا 2-overcurrent windings و 2-CT فقط .

لكنها لا تكتشف إلا ال phase fault ، بمعنى أن ال الأعطال الأرضية لا يمكن كشفها وخاصة على الB phase أو إذا حدث fault أرضي وزادت قيمة تيار العطل أعلى من قيمة الsetting الذي على ال overcurrent relay .



ويمكن أن يركب مع هذه التوصيلة earth fault relay لاكتشاف faults الأرضية ولكن تركيب هذا الearth fault relay يتطلب وجود CT ثالث كما هو ظاهر في الصورة .

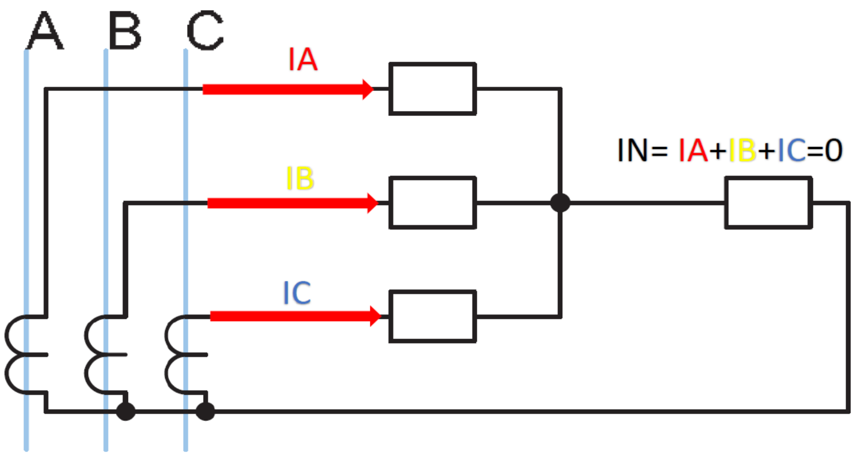


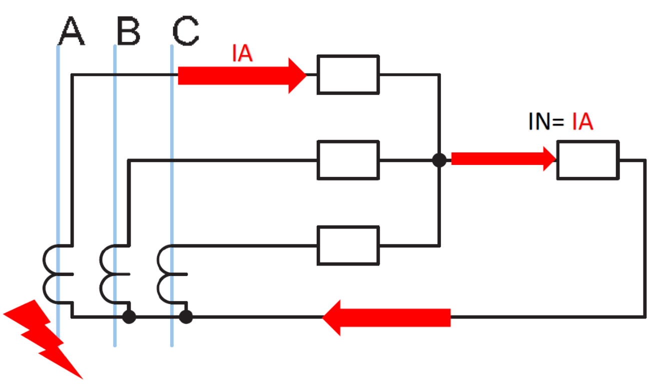
- **الطريقة الثانية :** فهي استخدام overcurrent relay منفصل لكل phase على حدى .

وتتميز هذه التوصيلة بقدرتها على اكتشاف الأعطال على الفازات الثلاث ، ويتم الحماية من الأعطال من خلال هذه التوصيلة باستخدام ال calculated residual current ، حيث نقوم بعمل جمع اتجاهي ل 3 phases current .

ولكن في بعض الأحيان يصبح من الصعب اكتشاف بعض الأعطال الأرضية بسبب انخفاض قيمة تيار العطل ، لذا فإنه يفضل استخدام توصيلة خاصة لل earth fault حتى تقيس residual current بشكل أدق ، بمعنى أنه يعتمد على measured residual current وليس ال calculated residual current . وكلاهما يرمز لها ب51N

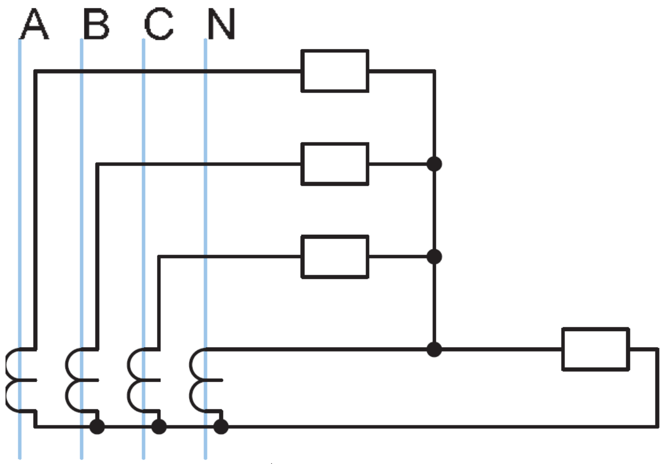
هذا الrelay earth fault في الحقيقة ما هو إلا نوع من أنواع ال overcurrent relay لكنه يوصل في مسار رجوع التيار المجموع اتجاهيا من الفازات الثلاث والذي يساوي صفر في الظروف الطبيعية .



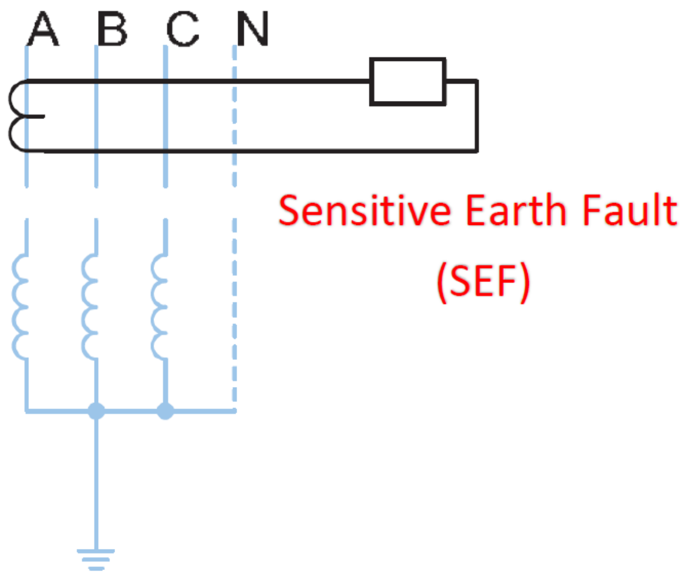


مما يجعله قادرا على اكتشاف الأعطال الأرضية بدقة عالية ، وهذه التوصيلة هي الأكثر انتشارا في المحطات الكهربائية ، وهي بالتأكيد مكلفة اقتصاديا ولكنها أكثر اعتمادية ويمكنك الوثوق بها ، إذا حدث عطل أرضي فتكون حركة التيار كما في الشكل .

أما اذا كان الـ3-phase من نوع 4-wires system ، بمعنى أن هناك neutral فيمكن لنا وضع CT على هذا الـneutral ويمكن توصيل الـearth fault بهذا الشكل .



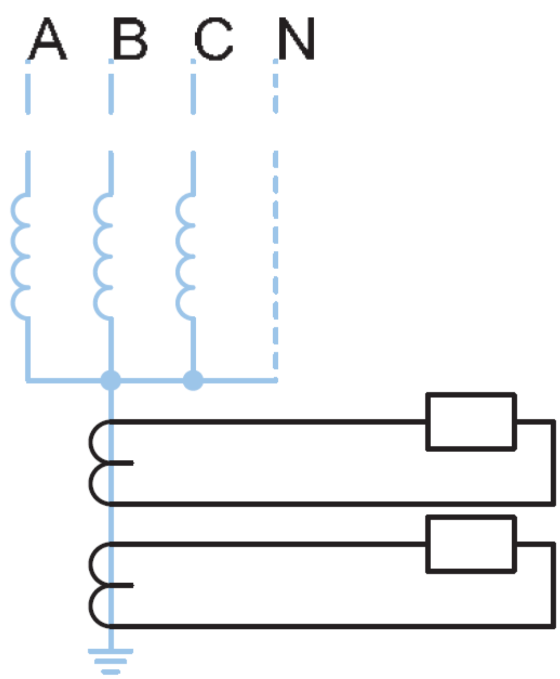
أو يمكن أن نضع CT core type على الفازات الثلاثة معا لاكتشاف الأعطال الأرضية وحينها يسمى sensitive earth fault .

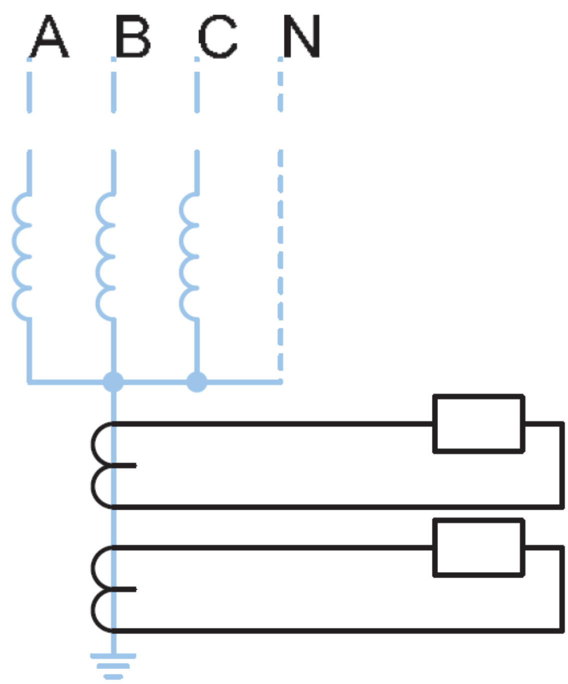


والفرق بين الـsensitive earth fault والـ stand by earth fault هي أن SBEF له CT مستقل مركب على النيوترال لقياس التيار من النيوترال مباشرة , بينما SEF فله CT مستقل تدخل من خلاله جميع الفازات ويقوم بعمل جمع اتجاهي لكل التيارات الداخلة من خلاله ، وكلاهما يمكن أن يشار إليهم بـ51G

برأيك من هو أكثر حساسية و دقة في التعامل مع الأعطال الأرضية SBEF أم SEF؟

وممكن أن نضع CT واحد على الneutral واستخدامه ك stand by earth fault ، ويمكن أيضا وضع اثنان CT's على نفس هذا الneutral واستخدام واحد للstand by earth fault والآخر لل neutral current alarm ، مع العلم أن الneutral current alarm لا تقوم بفصل أي CB وإنما إعطاء فقط alarm .



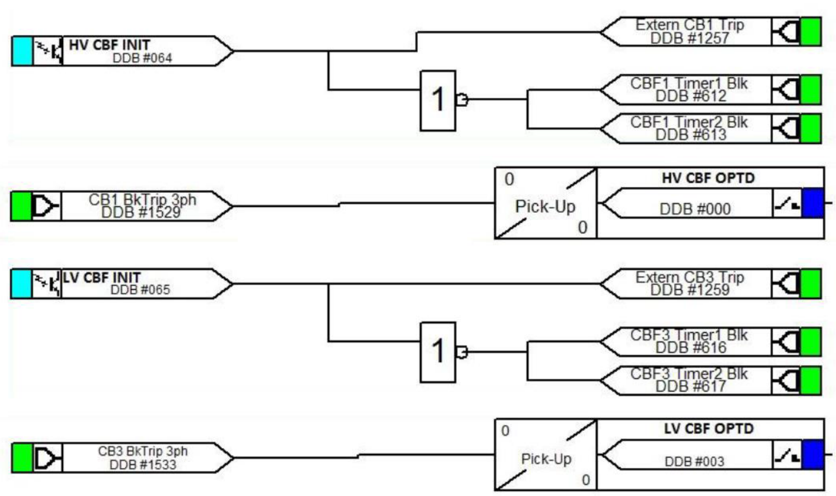


والفرق بين الneutral current alarm وال stand by earth fault هي في ال setting حيث الneutral current alarm أكثر حساسية من الstand by earth fault وال setting لها منخفض جدا .

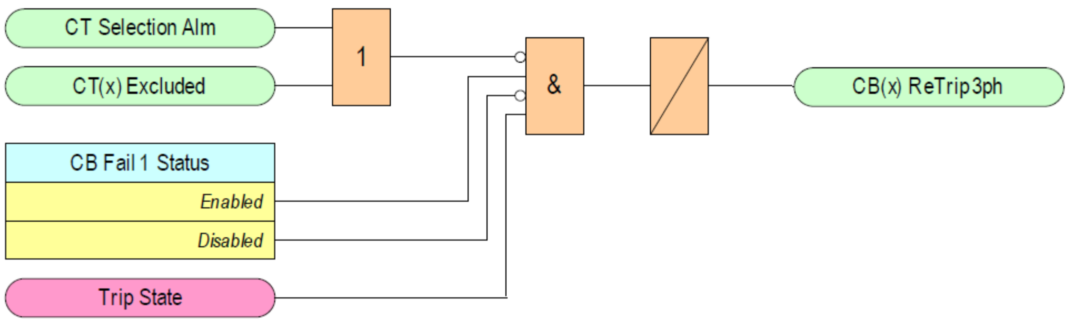
و يمكن استخدام نفس الCT لكل من الneutral current alarm وال stand by earth fault من خلال استخدام أكثر من مرحلة في داخل Relay setting للدلالة على كل منهم , ومن ثم استخدام الCT الأخر لحماية Restricted Earth fault , والتي سوف نشرحها بالتفصيل في فصل الحماية التفاضلية.

حدث في أحد المحطات أن أدى ظهور هذا الneutral current alarm إلى فصل معظم المحطة وإخراجها ك partial blackout ، ولتحليل هذه الحالة تابع معنا ...

حيث وجد أثناء البحث والتحري بأن إشارة الneutral current alarm ذاهبة لعمل start ل CBF فظن ال CBF أن هناك عطل ، و ما زال ال CB مغلقا فقام بإخراج المحولات وخطوط ال 132kV من الخدمة .

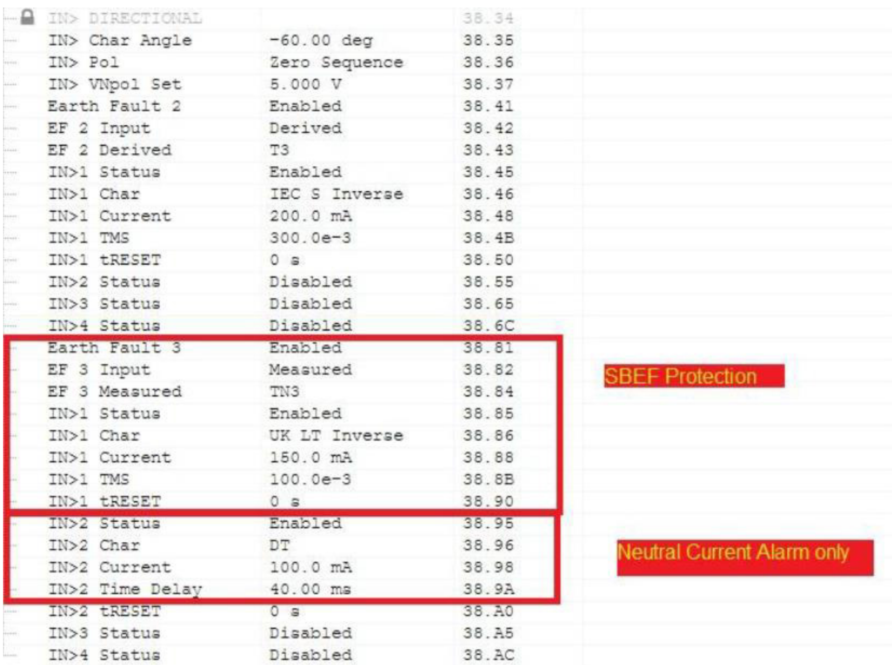


والمشكلة ليست بهذه السهولة حيث لا يمكن في هذا النوع من ال relays أن يتم التحكم بالإشارات التي تقوم بعمل start CBF أو إشارات الinitiation .



حيث ال start CBF تبدأ بالعمل بشكل internally ، ولا يمكن التحكم بها بالconfiguration حيث تبدأ العد عند حدوث أي trip في داخل الrelay .

وخاصة أن الneutral current alarm كانت مأخوذة من ال stage-2 earth fault ومصممة أن تعطي alarm بعد 10 ثواني .

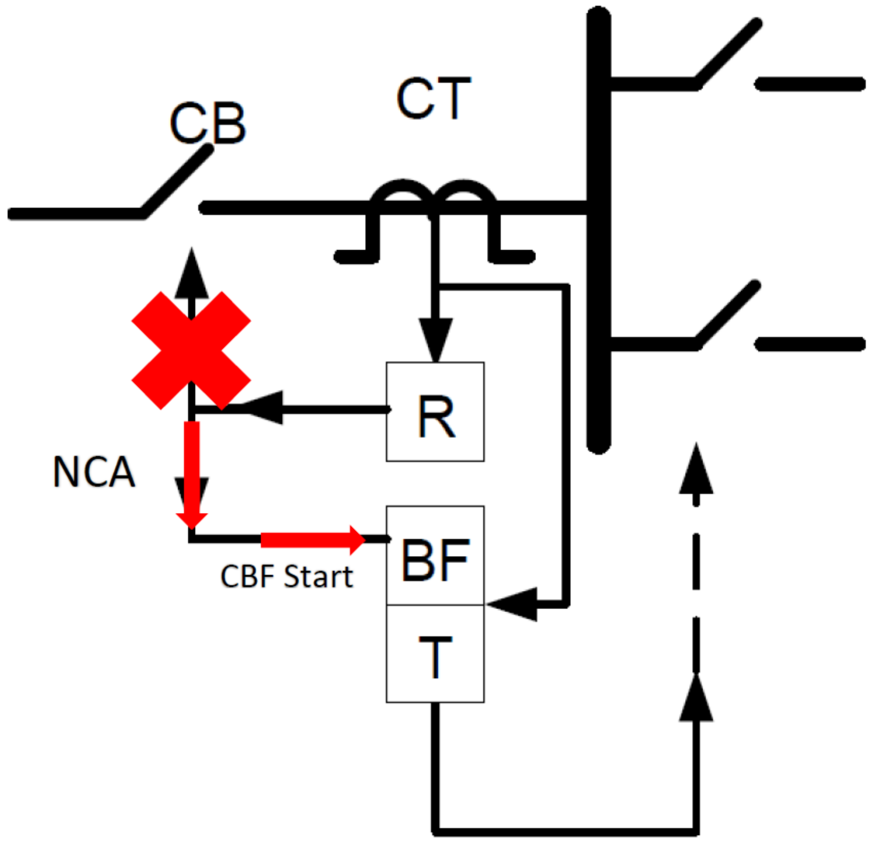


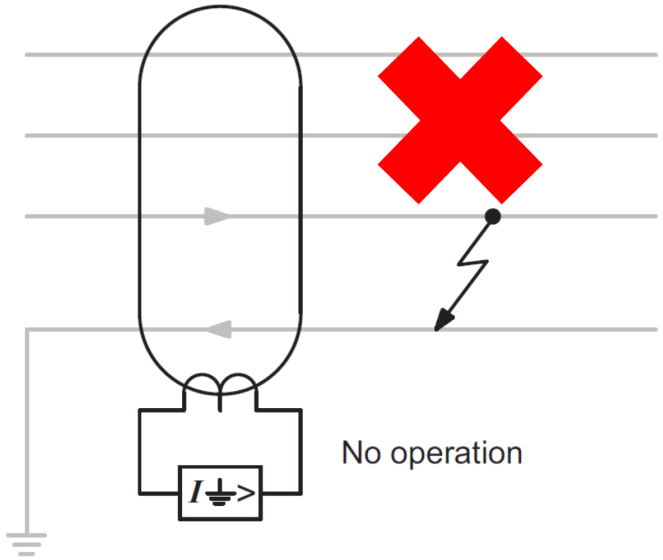
IN> DIRECTIONAL		38.34
IN> Char Angle	-60.00 deg	38.35
IN> Pol	Zero Sequence	38.36
IN> VNpol Set	5.000 V	38.37
Earth Fault 2	Enabled	38.41
EF 2 Input	Derived	38.42
EF 2 Derived	T3	38.43
IN>1 Status	Enabled	38.45
IN>1 Char	IEC S Inverse	38.46
IN>1 Current	200.0 mA	38.48
IN>1 TMS	300.0e-3	38.4B
IN>1 tRESET	0 s	38.50
IN>2 Status	Disabled	38.55
IN>3 Status	Disabled	38.65
IN>4 Status	Disabled	38.6C
Earth Fault 3	Enabled	38.81
EF 3 Input	Measured	38.82
EF 3 Measured	TN3	38.84
IN>1 Status	Enabled	38.85
IN>1 Char	UK LT Inverse	38.86
IN>1 Current	150.0 mA	38.88
IN>1 TMS	100.0e-3	38.8B
IN>1 tRESET	0 s	38.90
IN>2 Status	Enabled	38.95
IN>2 Char	DT	38.96
IN>2 Current	100.0 mA	38.98
IN>2 Time Delay	40.00 ms	38.9A
IN>2 tRESET	0 s	38.A0
IN>3 Status	Disabled	38.A5
IN>4 Status	Disabled	38.AC

فظن الrelay أنه بعد انتهاء ال 10 ثواني يجب أن يرسل إشارتين :

- **الإشارة الأولى** إشارة ال trip إلى ال CB والتي تم عزلها أصلا ، حيث الneutral current alarm لا تقوم بفصل ال CB .
- **والإشارة الثانية** تم إرسالها في نفس الوقت وبشكل internally إلى ال CBF ليبدأ ال CBF start بالعمل .

وتم حل هذه المشكلة بإضافة Logic خاصة في داخل الconfiguration تمنع عمل ال CBF start إذا ظهر neutral alarm current .





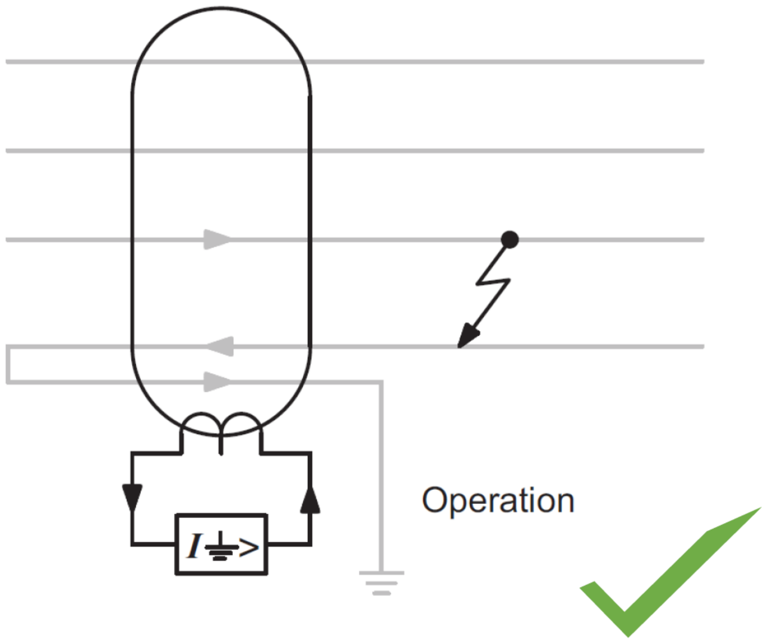
وحدث أيضا في احد المحطات أن حصل عطل
أرضي على الكوابل ، فأدى إلى احتراقه بالكامل
ولم يشعر ال earth fault relay بأي شيء ،
وكان ال CT المستخدم حينها من نوع
core balance CT .

وبعد التحليل وجدوا بأن الrelay لم يرى أي
تيار أصلا اثناء العطل ، وذلك بسبب التوصيلة
الخاطئة لهذا الRing CT .

حيث عندما حدث عطل أرضي و اتصل هذا ال
phase بالأرض ، فإن تيار العطل المار من خلال الCT سوف يلغيه التيار العائد من الأرض
اتجاهيا وبالتالي فإن المجموع الاتجاهي بالنسبة للrelay لكلا التيارين هو صفر .

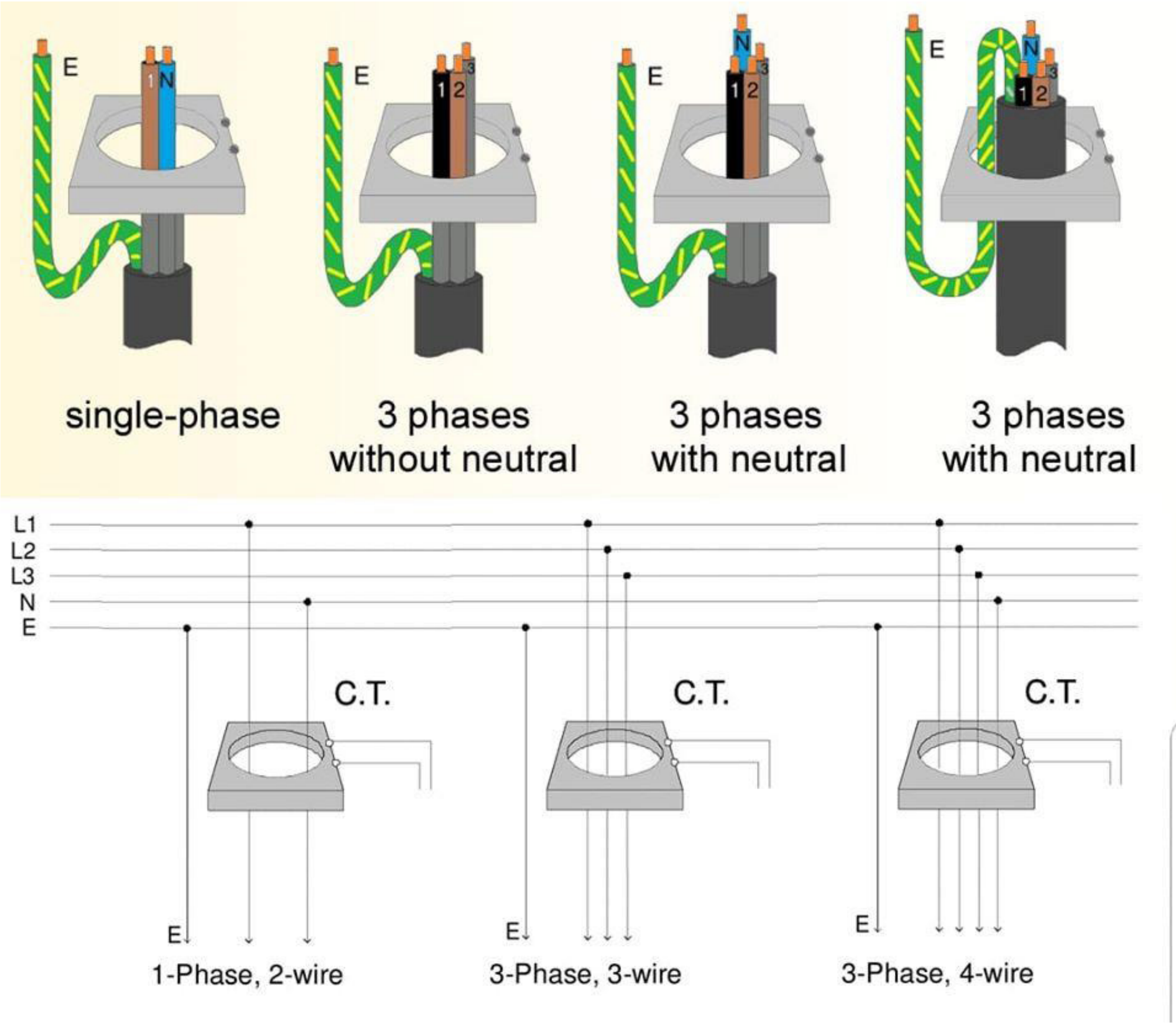
وعليه فإن هذه التوصيله تعتبر خاطئة .

حيث تم حل هذه المشكلة بإدخال كيبل أرضي مرة أخرى إلى داخل ال CT core فيقوم
بإلغاء التيار العائد فلا يؤثر على التيار الأصلي .



فيتحسس الrelay قيمة الunbalance current فيفصل ال CB .

وعادة ما تكثر مثل هذه المشاكل وخاصة في كوابل ال 3-Phase والتي تحتوي على sheath مؤرضة بداخلها .



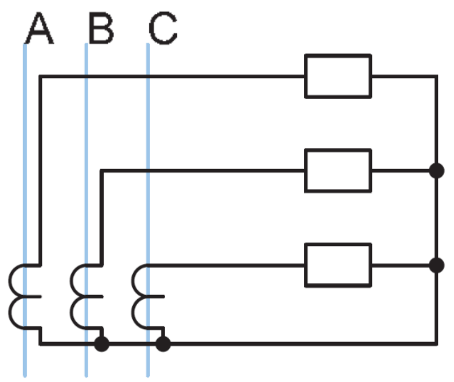
فيجب حينها إرجاع ال sheath earth connection بهذا الشكل للرجوع من ال CT core مرة أخرى ، لذا وجب التنويه .

وخلاصة كل الكلام السابق عن توصيلات ال earth fault أنه :

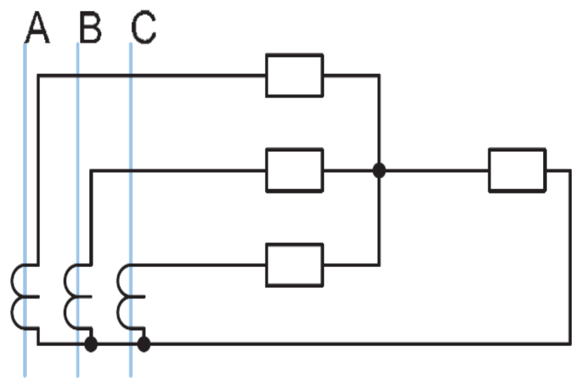
إذا تم توصيل ال earth fault حسب (الشكل1) فيسمى earth fault calculated
أما إذا تم توصيل الearth fault حسب (الشكل 2) فتسمى measured earth fault
أما إذا تم توصيل الearth fault حسب (الشكل 3) فيسمى sensitive earth fault
فإذا تم توصيل الearth fault حسب (الشكل 4) فيسمى stand by earth fault

ويمكن وضع CT آخر يستخدم ل neutral current alarm أو استخدام CT واحد ومن ثم استخدام stage 1 لل stand by earth fault و stage 2 ل neutral current alarm

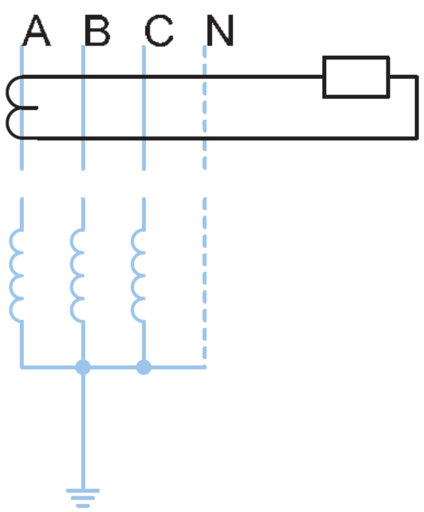
وكل ما سبق ذكره يمكن استخدامه ك instantaneous earth fault أو delayed earth fault .



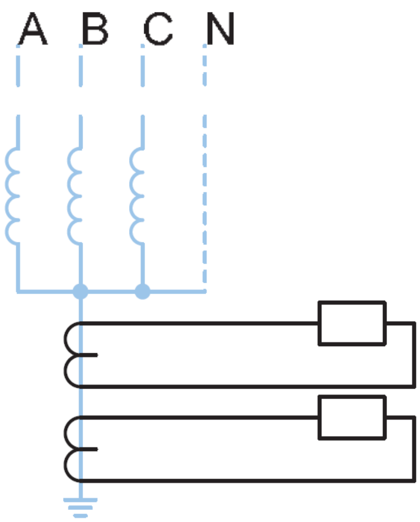
الشكل 1



الشكل 2



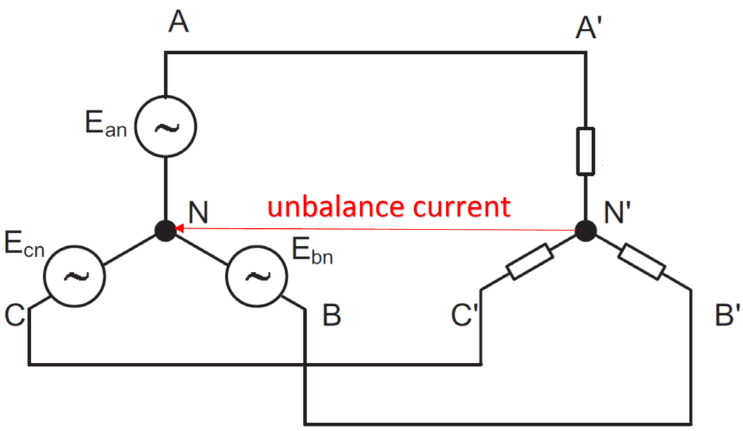
الشكل 3



الشكل 4

Earth Fault setting calculation

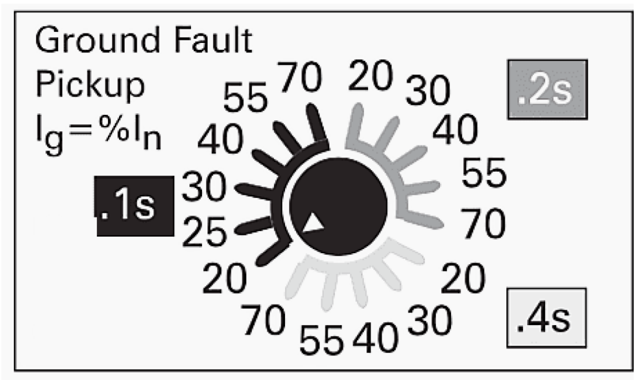
أما بالنسبة إلى ضبط ال earth fault relay فإننا نستخدم نفس الطريقة التي تم استخدامها في ال over current relay ، و لكن في هذه الحالة في البداية نقوم بحساب ال unsymmetrical current او ال unbalance current الموجودة في الظروف الطبيعية .



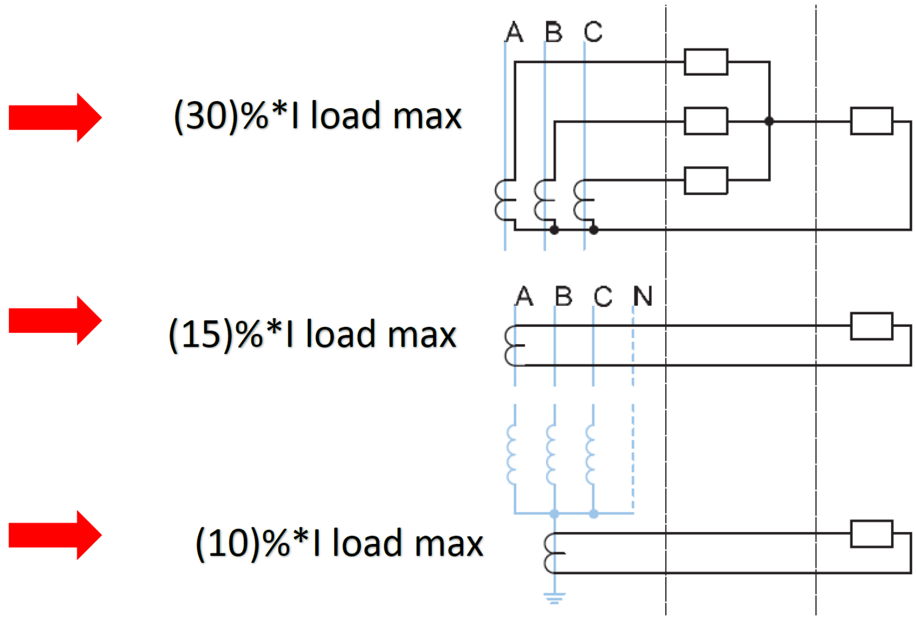
ومن ثم نقوم بوضع قيمة ال earth fault relay pickup current بحيث تكون أعلى من قيمة هذه التيارات حتى لا تسبب هذه التيارات والتي هي الunbalance current وال unsymmetrical current بتشغيل خاطئ ل earth fault relay .

و عادة ما تكون قيمة ال pickup current ل earth fault relay من 10% إلى 30% من ال maximum load current ، و إذا كان المطلوب زيادة حساسية ال earth fault relay فإننا نقوم بتخفيض هذه النسبة حسب قيمة الحساسية المطلوبة .

(10-30)%*I load max

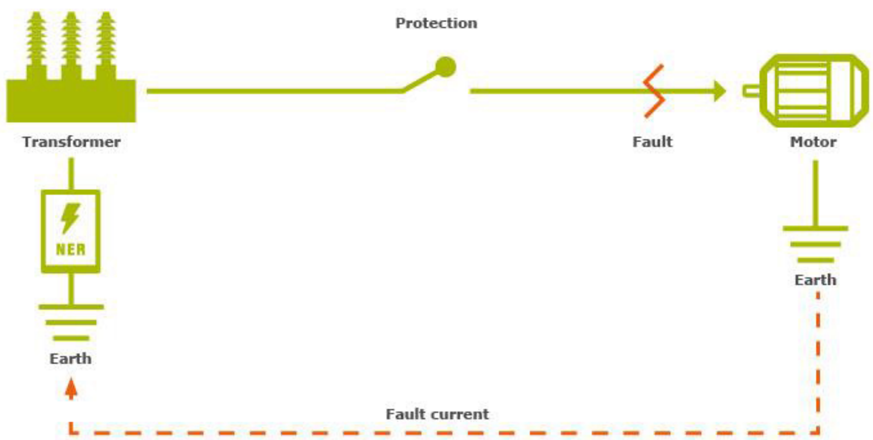


فمثلا يمكن اختيار قيمة ال earth fault setting العادية بنسبة 30% من قيمة ال maximum load current ، إما ال sensitive earth fault أو ال stand by earth fault فتكون بنسبة 15% من قيمة ال maximum load current ، بينما ال neutral current alarm فتكون الأكثر حساسية وتكون بقيمة 10% من قيمة ال maximum load current



ليس بالضرورة أن نقوم باختيار نفس النسب التي ذكرناها آنفا لاختيار قيمة ال earth fault setting وإنما لتقريب الصورة .

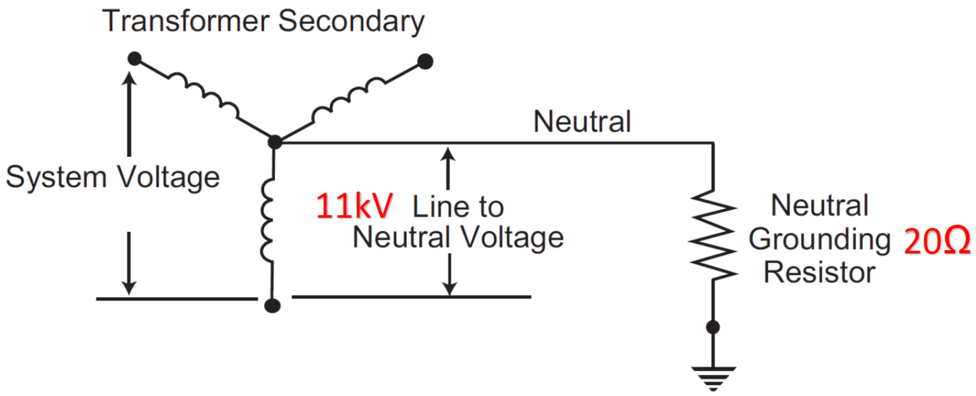
و يجب أن ننتبه أن قيمة ال primary pickup current لـearth fault relay التي تم اختيارها يجب أن لا تتجاوز قيمة ال maximum earth fault للتيار الذي سوف يمر في ال neutral earthing resistor أثناء عودة تيار العطل إلى مصدره.



حيث لو تم اختيار قيمة ال pickup current أعلى من قيمة التيار الذي يتحمله ال NER ف ممكن أن يؤدي الى احتراقه قبل أن يعمل ال earth fault relay أصلا.

ويمكن حساب قيمة التيار الذي يتحمله ال NER ال neutral earthing resistor من خلال قانون أوم بشكل بسيط.

فإذا كان لدي NER مقاومتها 20 أوم مركبة على جهة ال 11kV power transformer ، فإن قيمة التيار الذي يتحملها هذا ال NER يتم حسابها كالتالي: (11kV على جذر ال 3 على 20 اوم ويساوي 317 امبير.



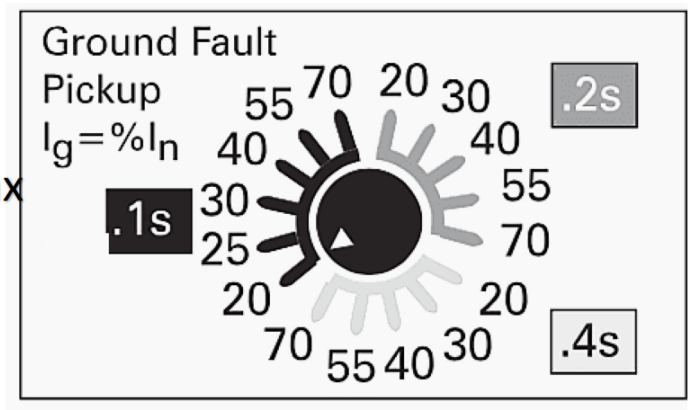
$$I_{NER} = \frac{\left(\frac{11kV}{\sqrt{3}}\right)}{20\Omega} = 317\ A$$

اذن الخلاصة هنا بأن قيمة ال earth fault relay pickup تكون من 10% إلى 30% من قيمة maximum load current ، و لكن بشرط أن لا تتجاوز قيمة هذا ال pickup قيمة التيار الذي يتحملها ال NER ، و التي تساوي هنا في هذه الحالة 317 امبير.

(10-30)%*I load max

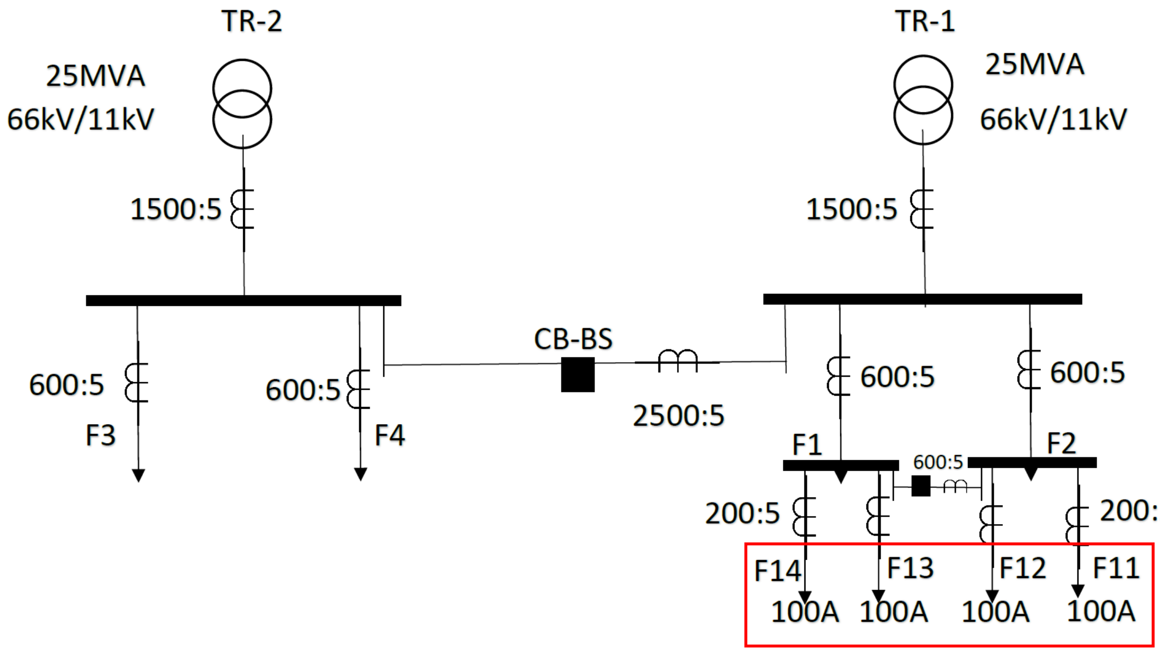
بشرط

ألا تتجاوز قيمة التيار الذي يتحملها ال NER



أما طريقة عمل ال time grading ل earth fault relay فمثلها مثل ال over current بالضبط و لا تختلف عنها ابدا ، و يمكن اختيار ال characteristics ل earth fault إما باختيار ال inverse time characteristics أو ال definite time characteristics.

فمثلا لو عدنا الى المثال السابق فإننا نقوم بعمل دراسة ل earth fault relay بشكل مستقل تماما عن ال over current relay حيث هذه حماية وهذه حماية مختلفة تماما ، ولا علاقة لاحدهما بالاخر ، وبالتالي فان قيمة ال earth fault pickup ل feeder 14, 11,12,13 هو 30% من ال maximum load current وهو 100 امبير فيكون قيمة ال pickup primary هو 30 امبير ، و زمن الفصل هنا هو 200msec حيث قمنا باختيار ال definite time curve.



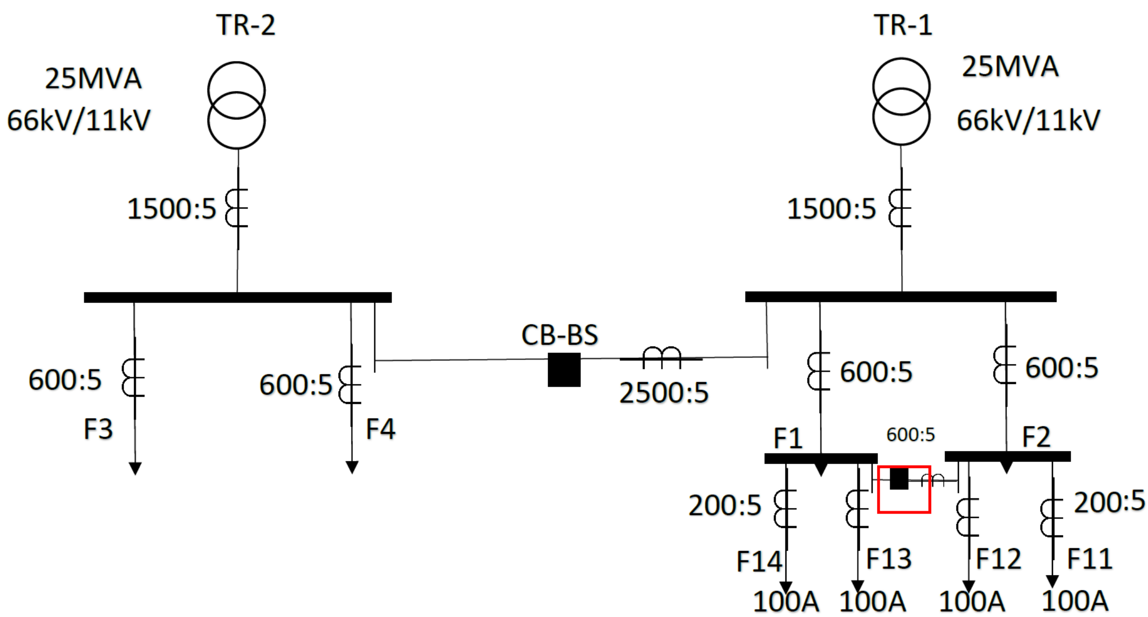
$$I_{Pickup} = 30\% * I_{max\,load}$$

$$I_{Pickup\,for\,F11,12,13,14} = 30\% * 100A$$

$$I_{Pickup\,for\,F11,12,13,14} = 30A$$

$$Tripping\ Definite\ time = 200msec$$

أما قيمة ال earth fault pickup لهذا ال bus section فهو 30% من اقصى تيار متوقع للحمل وهو 200 امبير ، وبالتالي فإن قيمة ال pickup هو 60 امبير وزمن الفصل له هو 400sec ، حيث قمنا بإضافة 200msec إضافية على الزمن الأول.



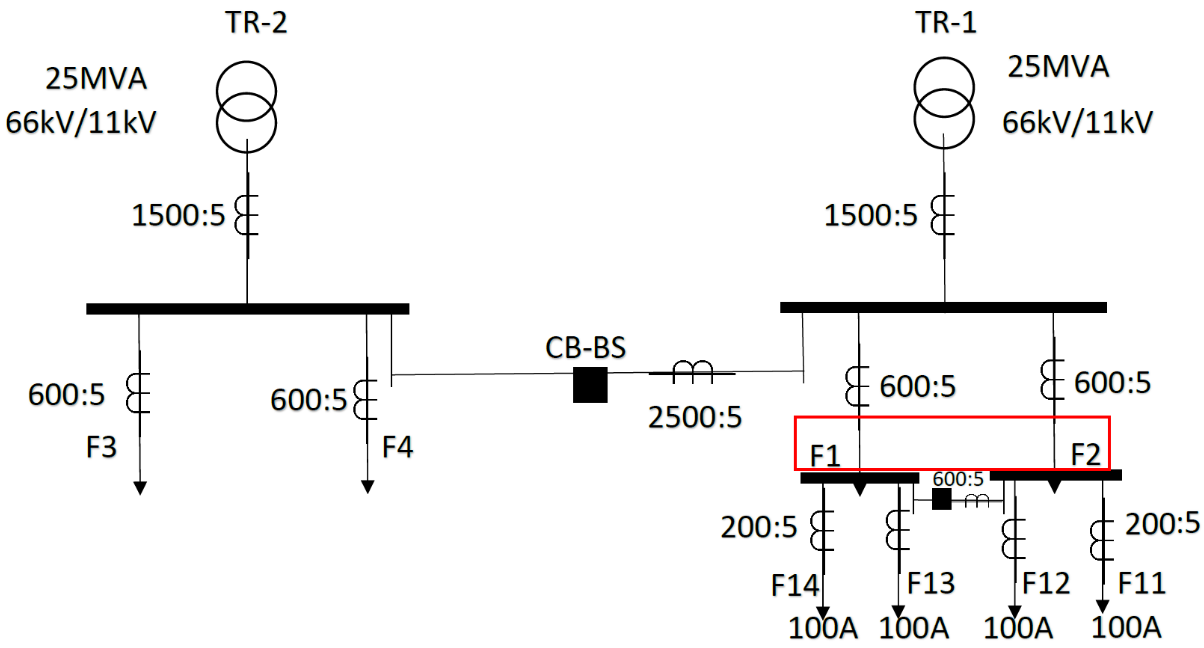
$$I_{Pickup} = 30\% * I_{\max load}$$

$$I_{Pickup\ for\ distribution\ BS} = 30\% * 200A$$

$$I_{Pickup\ for\ distribution\ BS} = 60A$$

$$Distribution\ BS\ Tripping\ Definite\ time = 400msec$$

أما ال feeder 1 و 2 فإن قيمة ال earth fault pickup current له هو 30% من ال 400 امبير المتوقع مرورها خلال كل feeder ، و عليه فإن قيمة ال pickup current 120 امبير وزمن الفصل هو 400 sec + 200 msec ، و التي تم اختيارها ك time grading بين كل مرحلة والتي تليها ، و بالتالي فان زمن الفصل هو 600 msec.



$$I_{Pickup} = 30\% * I_{\max load}$$

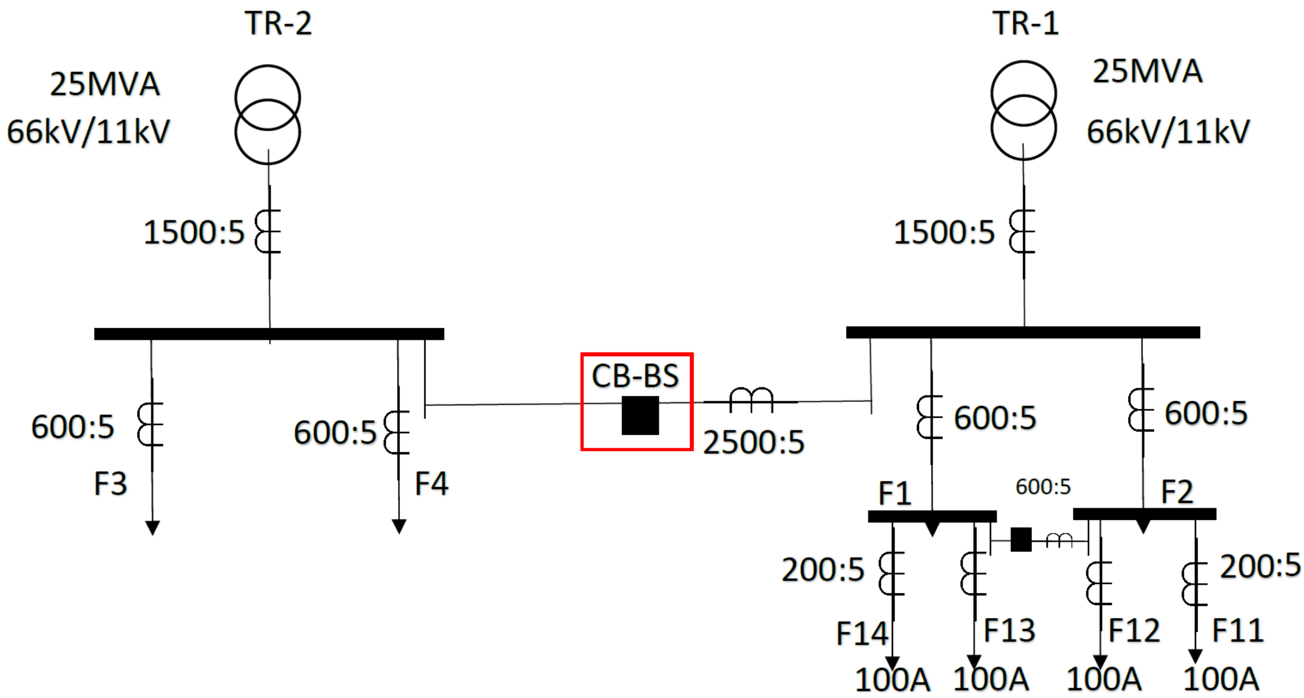
$$I_{Pickup\ for\ F1,F2} = 30\% * 400A$$

$$I_{Pickup\ for\ F1,F2} = 120A$$

$$F1, F2\ Tripping\ Definite\ time = 600msec$$

اما هذا ال bus section فان قيمة ال pickup current ل earth fault relay هو 30 من قيمة ال transformer rated current وهي 1312 امبير كما تم حسابها قبل ، و عليه فإن قيمة ال pickup هي 393 امبير.

الان لاحظ معي أن قيمة التيار الذي يتحملها ال NER فقط 317 امبير ، كما تم حسابها من قبل حيث (11kV على جذر ال 3) على 20 أوم و يساوي 317 امبير ، لذا أصبح من الخطير جدا وضع هذه القيمة كpickup .



$$I_{Pickup} = 30\% * I_{TR\ rated\ current}$$

$$I_{Pickup\ for\ BS} = 30\% * 1312A$$

$$I_{Pickup\ for\ BS} = 393A$$

$$I_{NER} = \frac{\left(\frac{11kV}{\sqrt{3}}\right)}{20\Omega} = 317\ A$$

وبالتالي فإنه يجب أن نفترض أن قيمة الpickup current هنا هي 300 أمبير فقط ، و ذلك حتى نحمي الNER, حيث الNER هنا لا يتحمل قيمة أعلى من 317 امبير وإلا سوف يحترق.

$$I_{Pickup} = 30\% * I_{TR\ rated\ current}$$

$$I_{Pickup\ for\ BS} = 30\% * 1312A$$

$$I_{Pickup\ for\ BS} = 393A$$

$$I_{NER} = \frac{\left(\frac{11kV}{\sqrt{3}}\right)}{20\Omega} = 317\ A$$

$$I_{Pickup\ for\ BS} = 300A$$

أما بالنسبة لزمن فصل هذا ال CB-BS فإنه 200msec + 600 msec ويساوي 800 msec

$$I_{Pickup} = 30\% * I_{TR\ rated\ current}$$

$$I_{Pickup\ for\ BS} = 30\% * 1312A$$

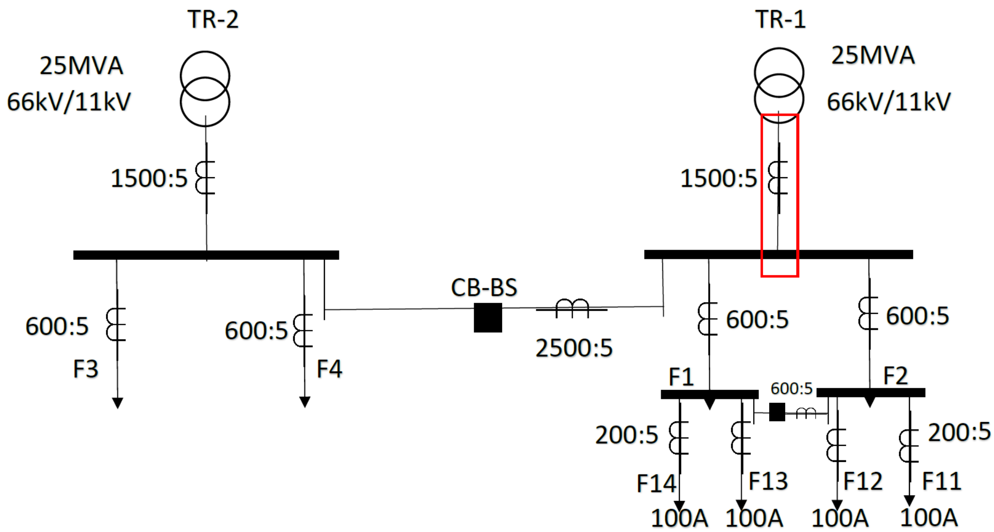
$$I_{Pickup\ for\ BS} = 393A$$

$$I_{NER} = \frac{\left(\frac{11kV}{\sqrt{3}}\right)}{20\Omega} = 317\ A$$

$$I_{Pickup\ for\ BS} = 300A$$

$$BS\ Tripping\ Definite\ time = 800msec$$

أما بالنسبة لقيمة ال pickup setting current لل power transformer secondary side ، فهي تساوي نفس قيمة الpickup setting current لهذا الBus section



$$I_{Pickup} = 30\% * I_{TR\ rated\ current}$$

$$I_{Pickup\ for\ TR} = I_{Pickup\ for\ BS} = 300A$$

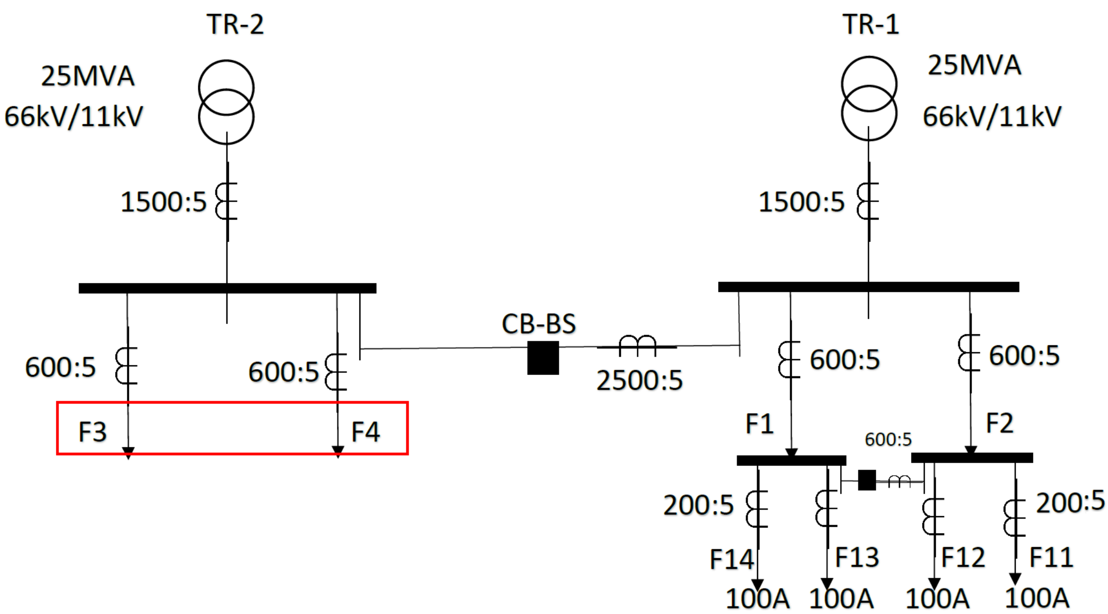
ولكن الذي يختلف هنا أن زمن الفصل يساوي 800msec وهو زمن فصل BS-CB ، و نضيف عليه 200msec فيصبح المجموع الزمني الكلي هو 1000msec بمعنى 1sec .

$$I_{Pickup} = 30\% * I_{TR\ rated\ current}$$

$$I_{Pickup\ for\ TR} = I_{Pickup\ for\ BS} = 300A$$

$$TR\ secondary\ Tripping\ Definite\ time = 1000msec$$

أما ال Feeder 3,4 فيتحمل كل واحد منهم 400 امبير ، و بالتالي فإن قيمة ال pickup current لكل واحد هو 30% من ال 400A ويساوي 120 أمبير ، و زمن فصله هو 200msec فقط ، و ذلك لأنه لا يوجد تنسيق له مع أي feeder من بعده.



$$I_{Pickup} = 30\% * I_{\max load}$$

$$I_{Pickup\ for\ F3,F4} = 30\% * 400A$$

$$I_{Pickup\ for\ F3,F4} = 120A$$

$$F3, F4\ Tripping\ Definite\ time = 200msec$$

فيكون الجدول والذي فيه خلاصه هذه الحسابات كالتالي , وهذا الجدول هو الذي يقدم لمهندس الحماية , حتى يقوم بإدخال هذه ال setting الى ال relay

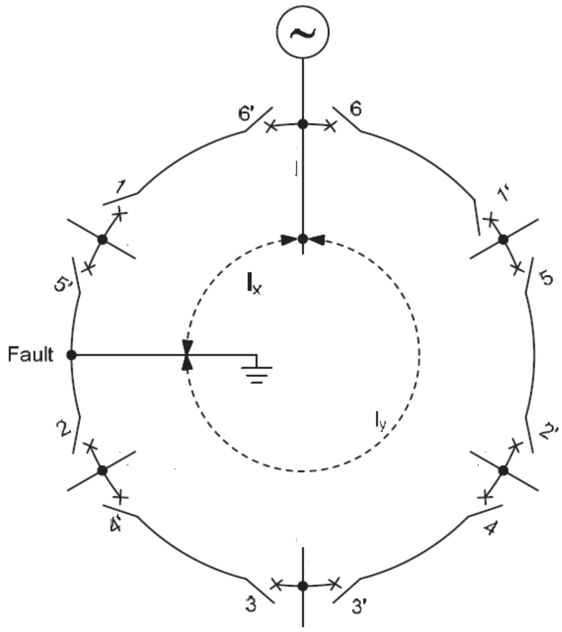
FINAL SETTING RELAY RECCOMANDATION

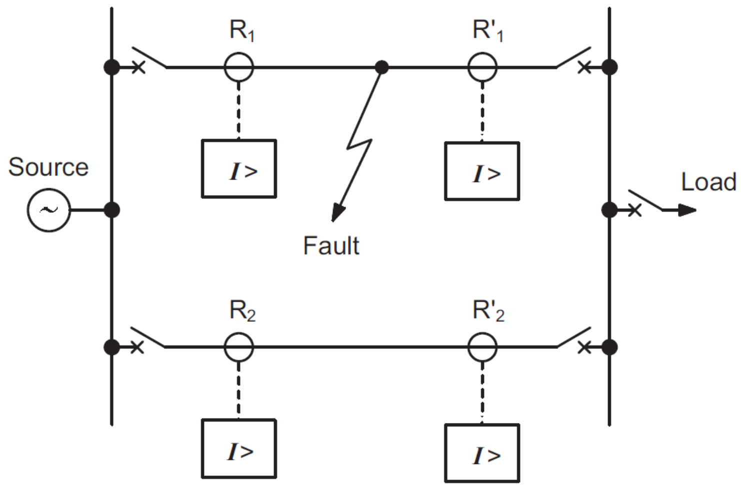
Function Name	**Device Description**	**CT Ratio**	**Current Setting**	**Time setting**	**Tripping Time @fault**
51N	F11,12,13,14	200/5	0.75A (30A)	DT	200msec
51N	Distribution BS-CB	600/5	0.5A (60A)	DT	400msec
51N	F1, F2	600/5	1.0A (120A)	DT	600msec
51N	Main BS-CB	2500/5	0.6A (300A)	DT	800msec
51N	F3, F4	600/5	1.0A (120A)	DT	200msec
51N	TR-1/TR-2	1500/5	1.0A (300A)	DT	100msec

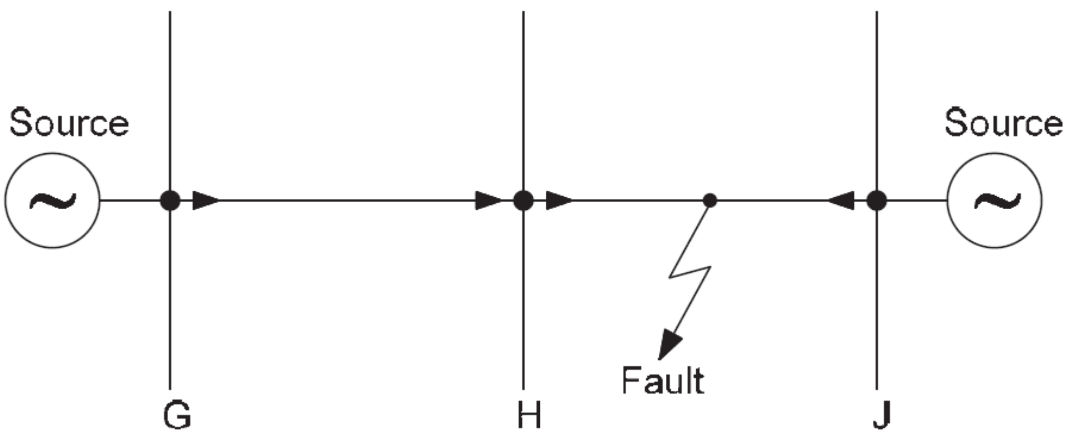
What is directional and non-directional oc relay?

استخدام ال overcurrent و ال earth fault relay غير مجدية لتغطية كل حالات الأعطال حيث قدرتهم لحماية ال power system تبقى محدودة ، لأن هناك بعض الأعطال تقف ال overcurrent و ال earth fault relay أمامها عاجزة .

بمعنى أنها قد تعمل بشكل خاطئ على external fault ظنا منها أنه internal fault حيث يمكن أن تعمل بشكل خاطئ في حالات التغذية التي تكون قادمة من parallel line أو اكثر ، أو حالات الnetwork والتي تكون موصلة على شكل ring ، أو عندما يكون هناك Multifeed source .

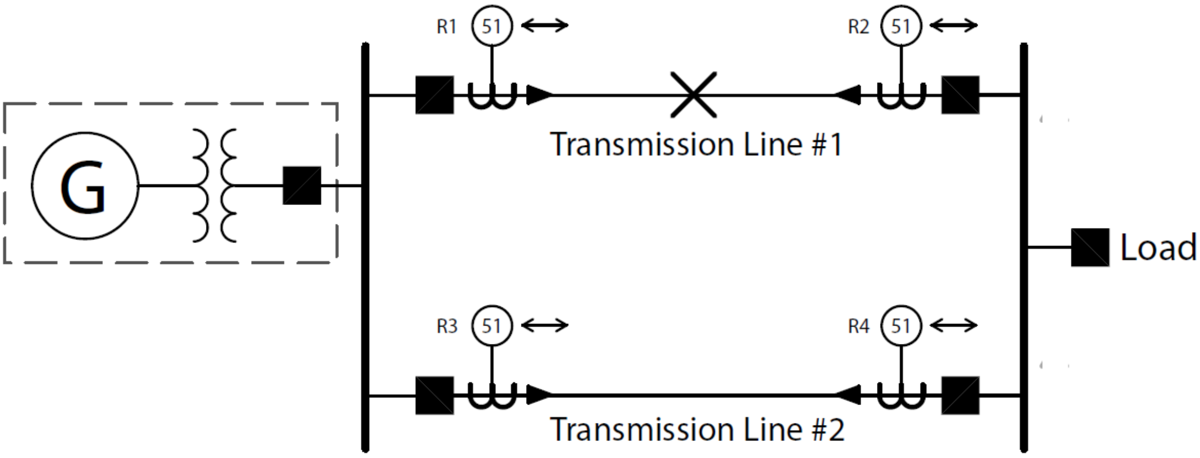






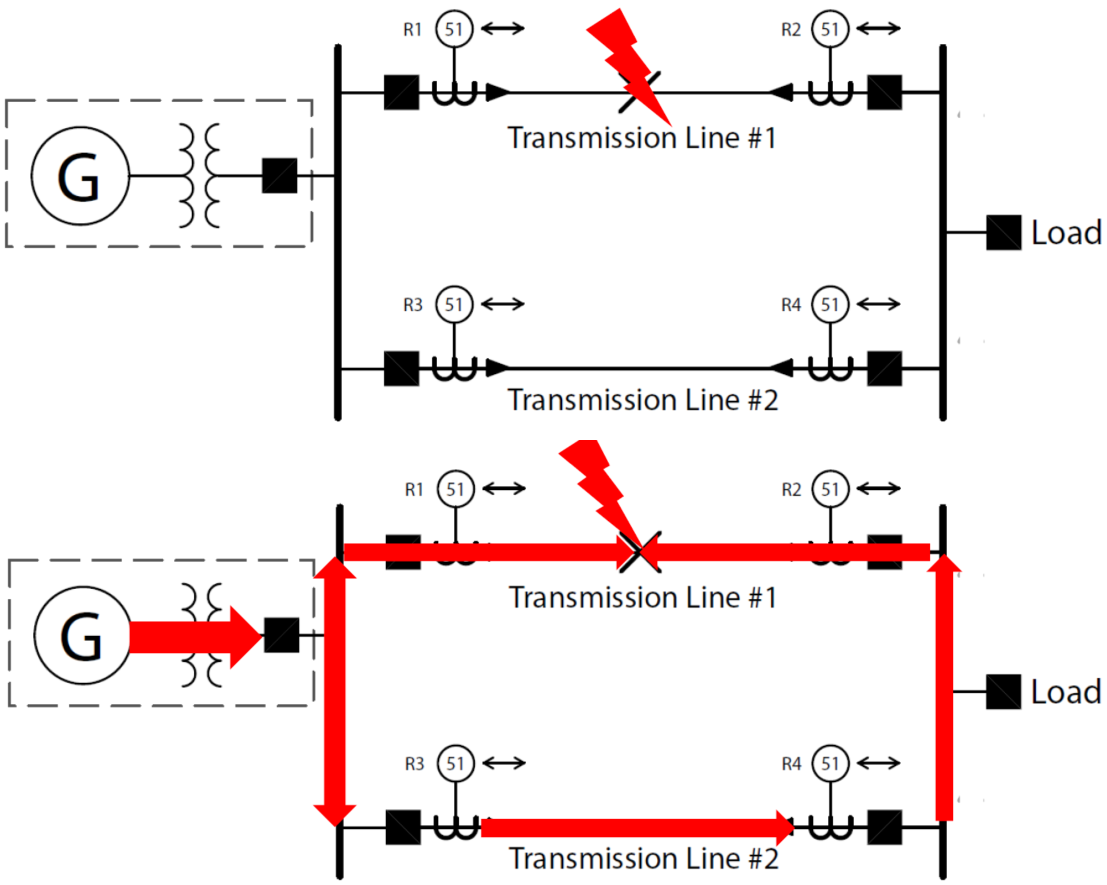
الأن تابعوا معي تحليل هذه الحالة و احتمالات الأعطال فيها ، حتى نثبت لكم عجز ال overcurrent relay في مثل هذا النوع من الأعطال .

اذا كان لدي مولد يغذي parallel line ، و قمنا بتركيب two CBS على كل line واستخدمنا overcurrent relay على كلا الخطين في الlocal والremote end substation كما هو ظاهر في الشكل .

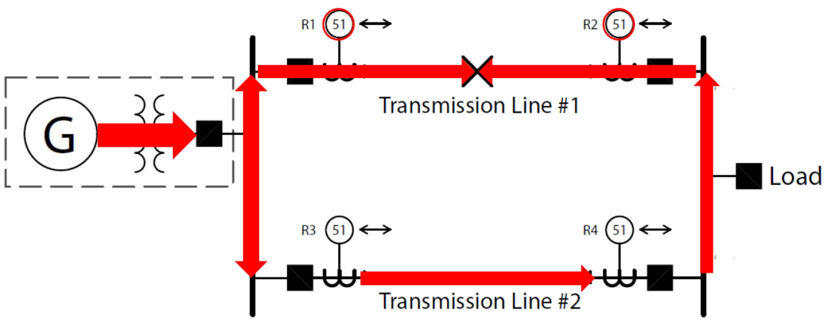


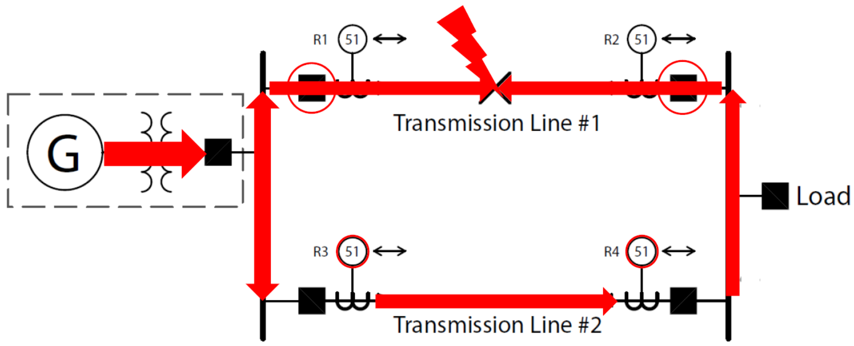
فإذا حدث عطل على الخط الأعلى وهو transmission line 1 ، فإنه سوف يتم تغذية العطل من اتجاهين ، الإتجاه الأول من هنا ، والإتجاه الثاني من هنا .

Fault @TL-1

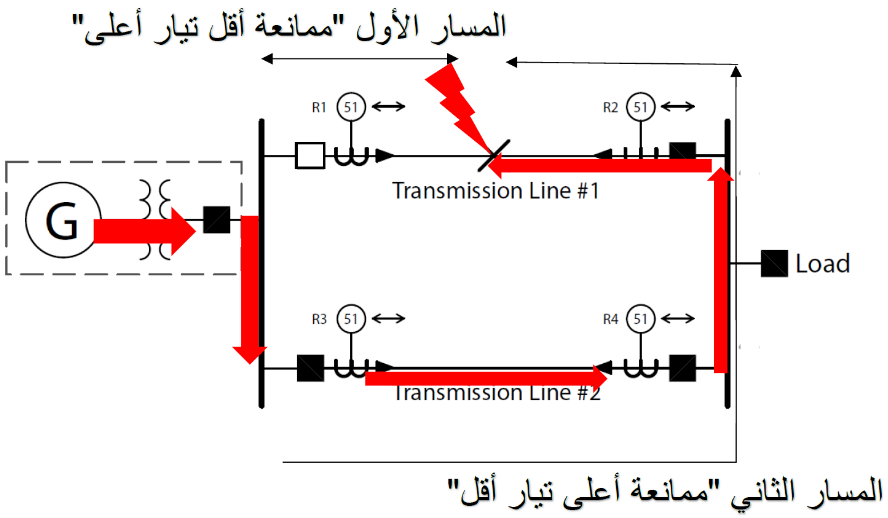


وبالتالي سوف تشعر الrelays الأربعة بهذا العطل ، و ذلك لأن الCT's موصولة على شكل series كما هو معلوم ، المفروض أن العطل على transmission line-1 فيجب أن يفصل هذا الtransmission line-1 من خلال فصل هذان ال two CB's اعتمادا على المتطلبات الأساسية لنظام الحماية وهو ال selectivity ، حيث ما الفائدة أصلا من وجود ال parallel line اذا حدث عطل على أحد الخطين وفصل كلاهما .

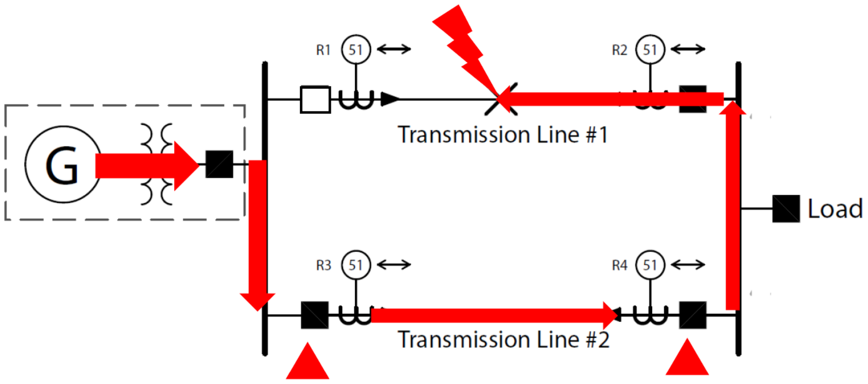




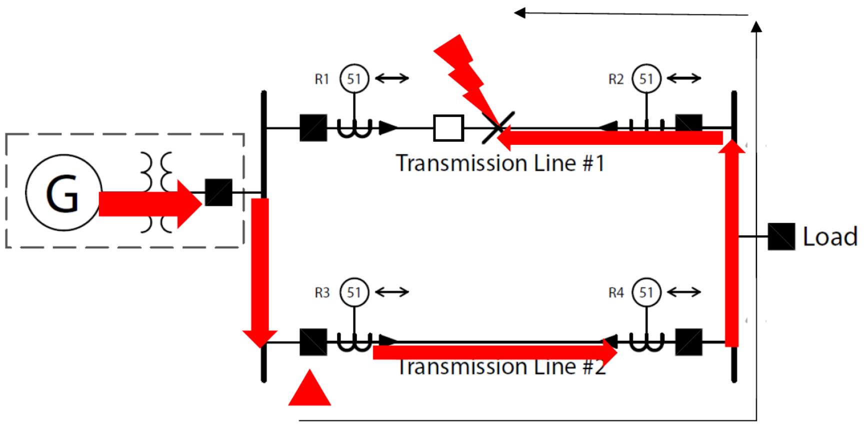
أول relay سوف يشعر بالعطل هو R1 ، و ذلك لان شعر بأعلى قيمة تيار عطل من بين ال الأربعة relay's ، و ذلك لأن الimpedance في المسار الثاني أعلى منه في المسار الأول, لاحظ الفرق بين طول الخط بين المسارين ، فالتيار الأعلى حسب قانون أوم سوف يمر في الimpedance الأقل .

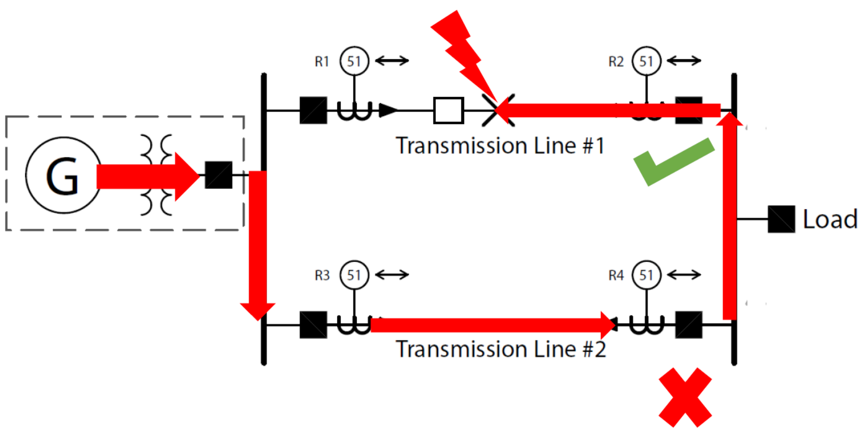


الان R1 حدث له فصل ،و ما زال R2,3,4 في حالة closed ، حيث يجب أن يفصل فقط R2 لإخراج الTL-1 من الخدمة ، وهو الذي حدث عليه العطل ، أما اذا فصل R3 أو R4 خلال هذا العطل فهذا يعني أن كلا الخطين سوف يخرجان من الخدمة ، وبالتالي سوف نخسر تغذيه الload بسبب عطل واحد على الخط الأول ، وهذا غير مقبول ..!!



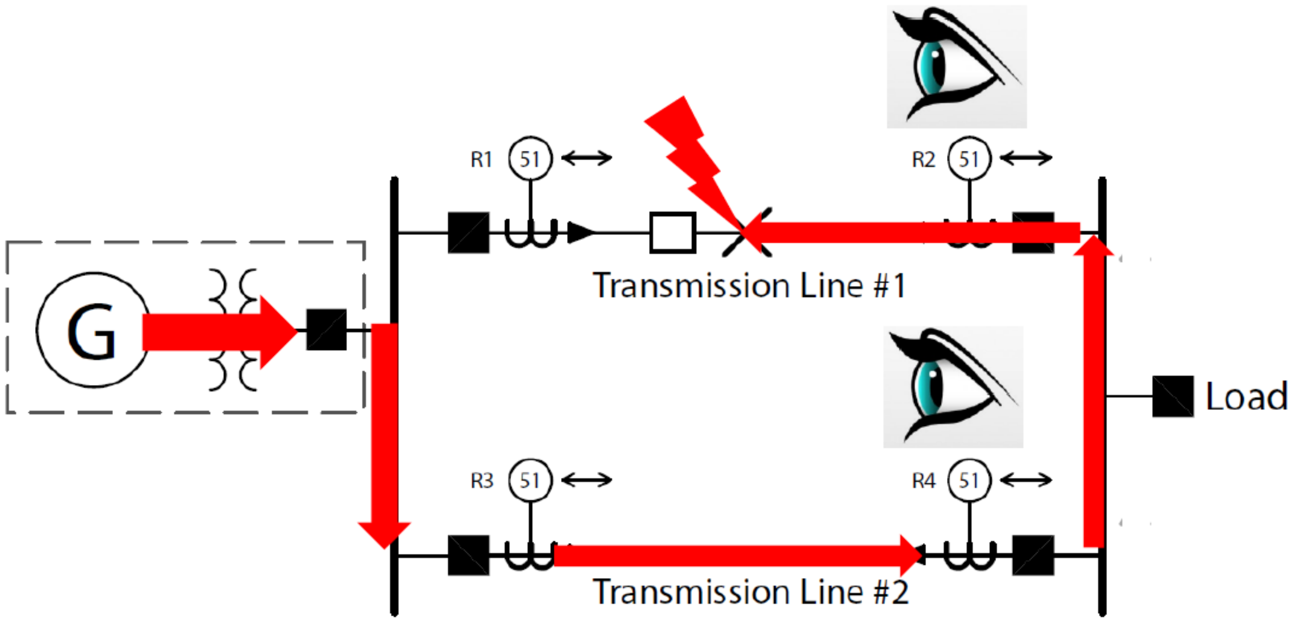
أنا أضمن لك أن لا يعمل R3 في البداية لأنه الوحيد الذي سوف يرى العطل أبعد ما يمكن ، ولكن المشكلة تكمن في R2 و R4 وذلك لأن كل مهنما يرى العطل على نفس المسافة ونفس الimpedance ، فمن سوف يفصل قبل من ؟ نحن نريد أن يعمل R2 ، ولا يعمل R4 ولكن من الذي **سوف يضمن لنا عدم عمل R4؟**

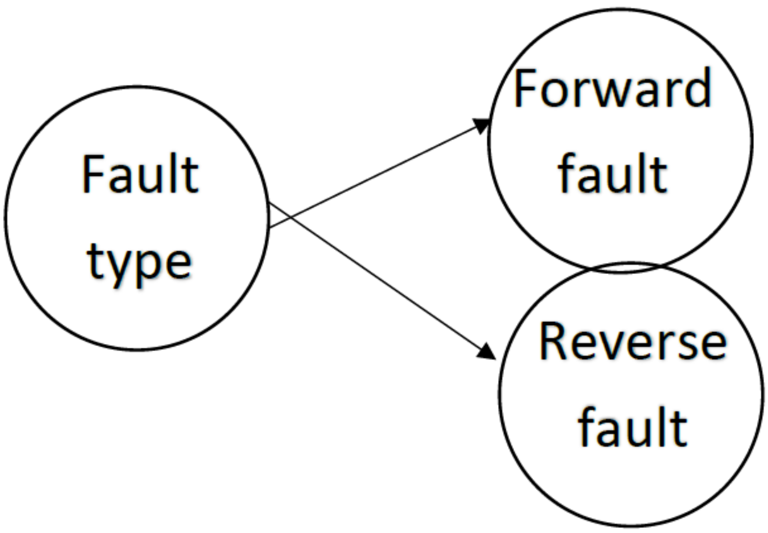




اذن لا بد من ايجاد طريقة لمنع R4 من العمل بشكل خاطئ وهذه الطريقة هي تحديد اتجاه تيار العطل باستخدام مبدأ جديد وهو مبدأ الوقاية الإتجاهية أو ال directional protection في الovercurrent وearth fault والذي يرمز له حسب ال ANSI device code بالرمز 67 للdirectional overcurrent أو67N للdirectional earth fault .

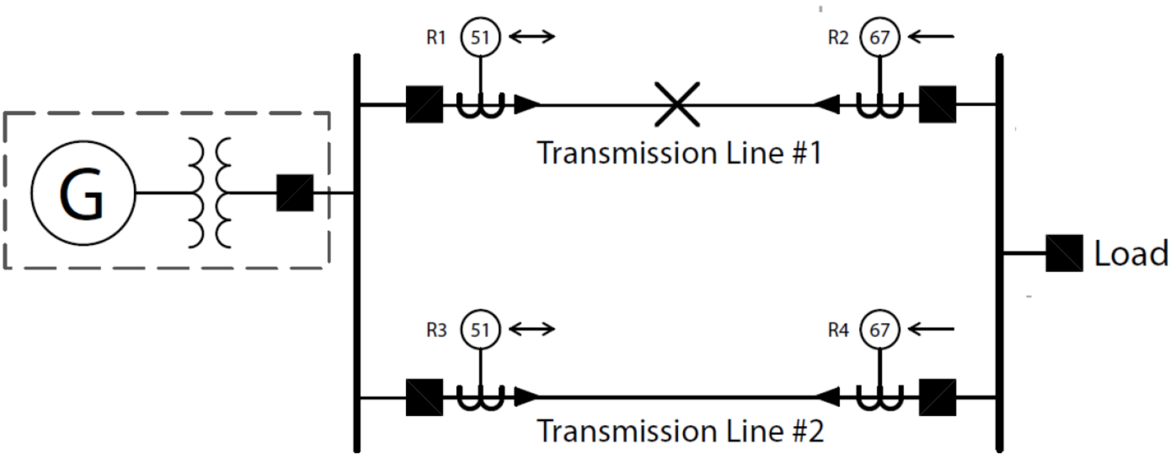
وخلاصة هذا المبدأ أن كل relay يمكنه أن يفصل العطل الذي أمامه فقط ، أما العطل الذي خلفه فلا يفصل عليه ابدا حتى لو ارتفعت قيمة التيار ، بل لا يراه أصلا وعليه تم التعبير عن الأعطال إما اعطال أمامية forward fault أو أعطال خلفية reverse fault .

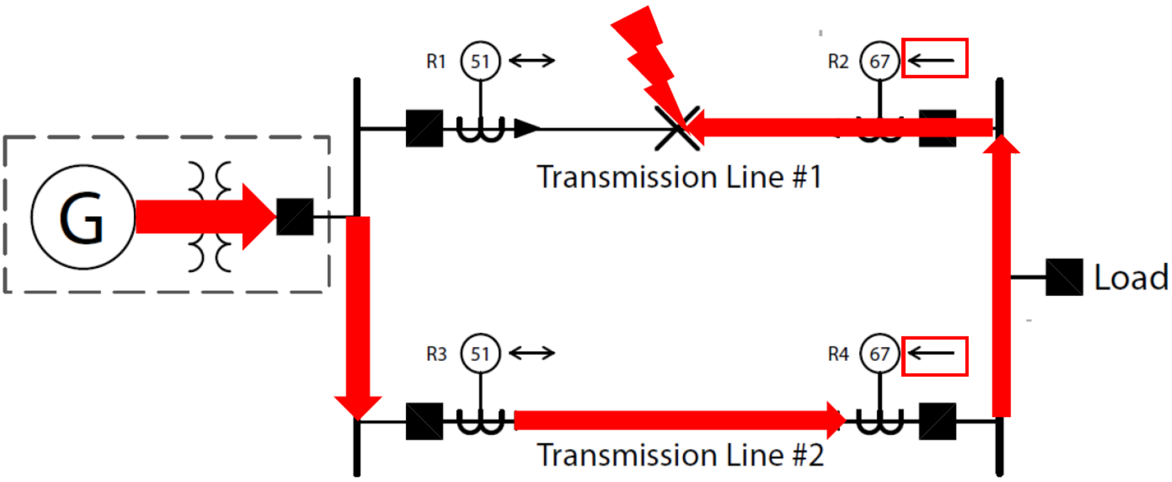




ملاحظة : من خلال Relay setting يمكن اختيار أن يفصل الريليه على الأعطال الأمامية أو الأعطال الخلفية حسب الحماية المستخدمة والمخططات و قطبية CT و VT، وهذا يعني أنه ليس واجب دائما أن يفصل على الأعطال الأمامية فقط .

لو قمنا بازالة R2, R4 والذي يسمى الان non-directional phase overcurrent 51 -بمعنى أنه يفصل اذا كان العطل forward أو reverse - وتم تركيب 67 مكانه ، و هو الذي يسمى directional phase overcurrent ، و أخبرناه أن لا تفصل إلا اذا كان العطل أمامك ، بمعنى forward fault فحينها لن يشعر R4 بهذا العطل لأنه بالنسبة له هو reverse fault ، و سوف يفصل فقط R2 ، و ذلك لأنه رأى العطل forward fault





سؤال ما هو المعيار لإتخاذ قرار أن هذا العطل forward أو reverse؟

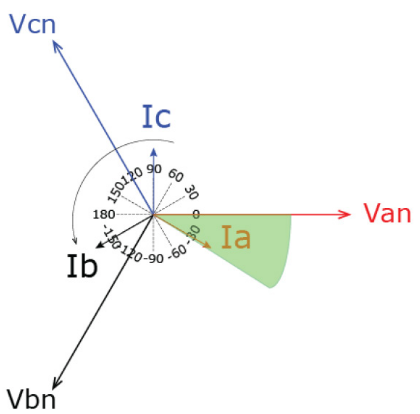
معنى كلمة forward fault هنا هو أن سريان التيار كان بإتجاه الtransmission line بمعنى أنه خارج من الbusbar وداخل الى ال transmission line

“Out of the bus ,Toward the TL”

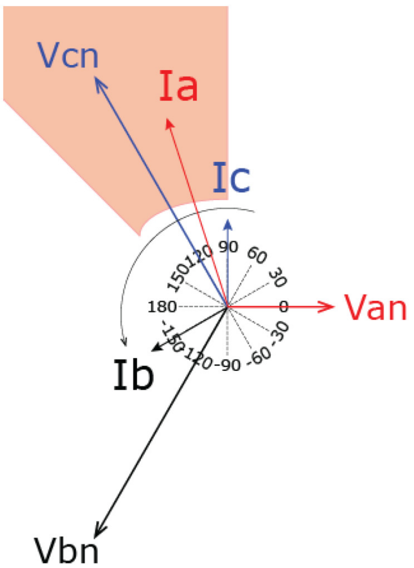
بينما الreveres fault بمعنى أنه خارج من الtransmission line ، و داخل الى ال busbar .

ومن هنا نلاحظ بأن الdirectional overcurrent أو directional earth fault يمتاز عن ال non-directional overcurrent أو non-directional earth fault بزيادة ال reliability وخاصة في ال critical load ، و يمتاز أيضا بأنه more selective أي أكثر انتقائية مقارنة بال non-directional .

والسؤال بقي كما هو ” كيف فهم الrelay بأن التيار خارج من الtransmission line وذاهب إلى الbusbar أو العكس؟ “

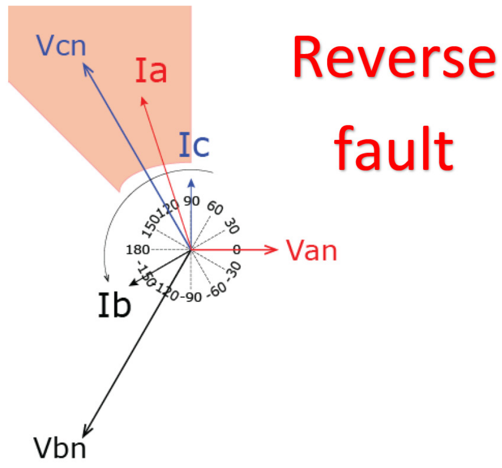


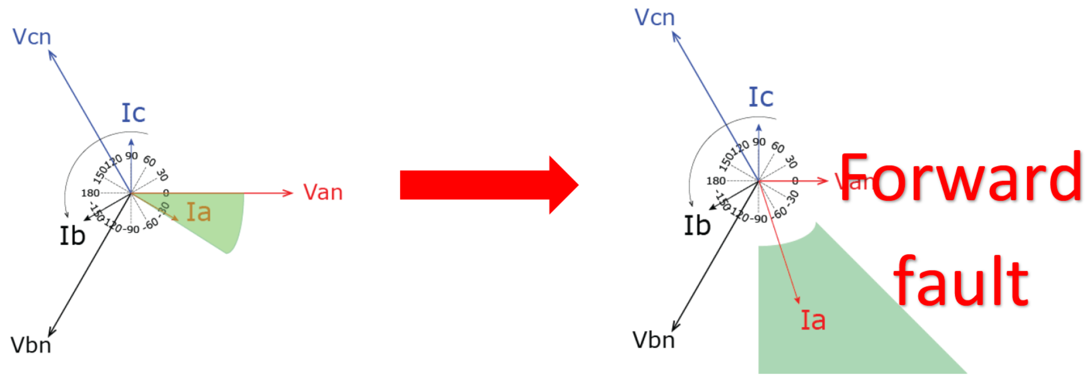
الان في الوضع الطبيعي قلنا أن التيار متأخر عن الجهد بزاوية من 20 الى 30 درجة, بمعنى أن التيار في الوضع الطبيعي هو lagging .



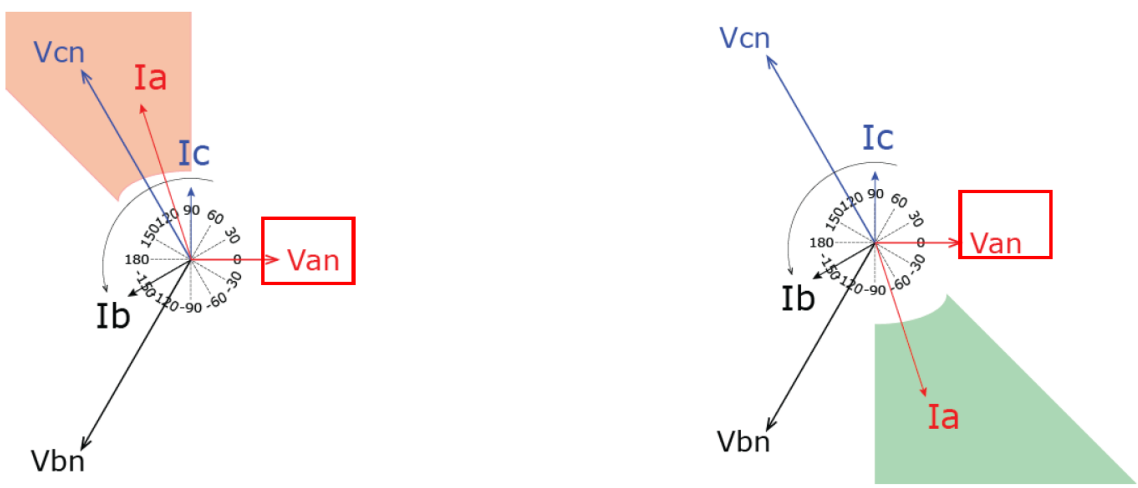
فإذا حدث انعكاس في اتجاه التيار لحظة العطل فهذا يعني أن التيار أصبح متقدم عن الجهد بمعنى أنه أصبح leading .

وهذا يعني بأن العطل أصبح reveres ، بينما لو بقى اتجاه التيار نفسه lagging قبل وبعد العطل فهذا يعني أن هذا العطل forward .



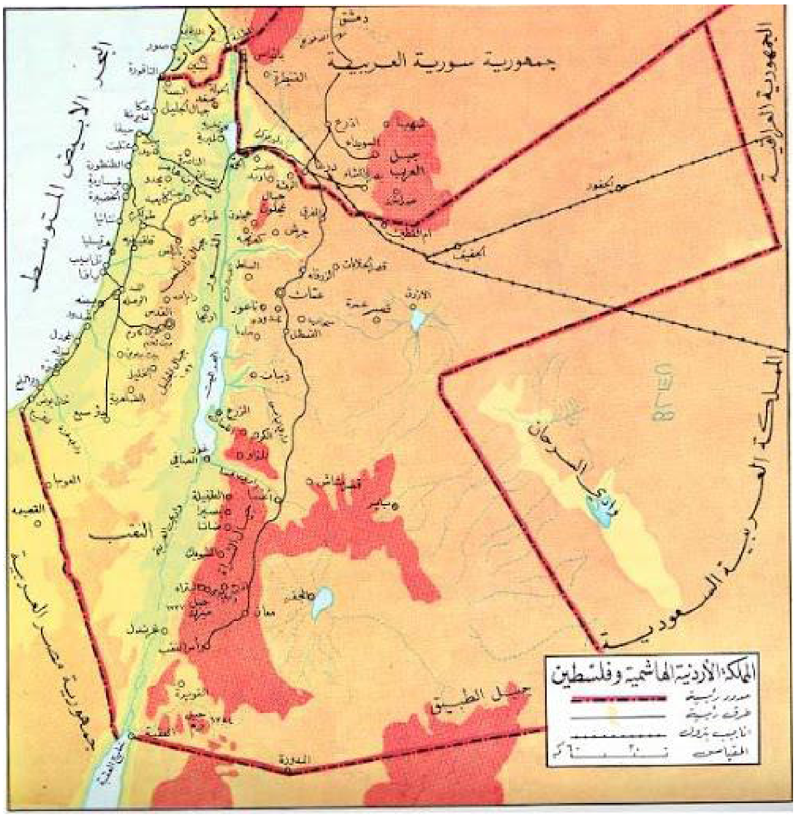


وبالتالي فإنه يمكن لنا أن نكتشف بأن هذا العطل forward او reverse من تتبع اتجاه التيار أو تتبع الزاوية بينه وبين الجهد ، فالجهد Van موجود كنقطة مرجعية لتحديد زاوية التيار .



فمثلا لو قمت بطرح هذا السؤال عليك **"كم تبعد المسافة عن القدس؟"** هل تستطيع الإجابة عليه , مباشرة سوف تقول لي :كم تبعد المسافة عن القدس **"بالنسبة الى ماذا ؟"** بمعنى انت وين موقعك حتى احدد المسافة !

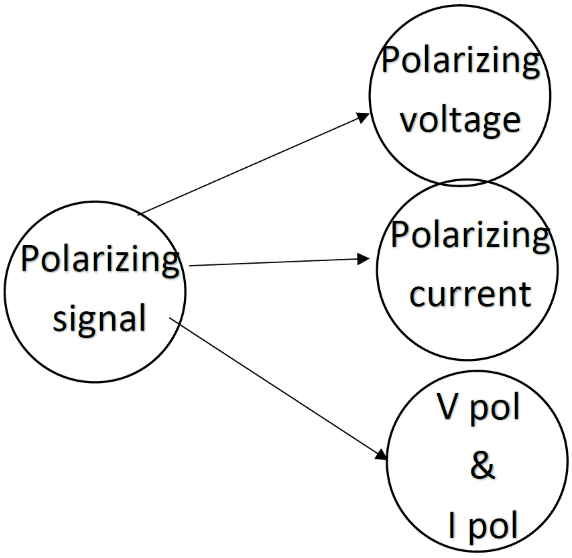
فأقول لك بالنسبة الى العاصمة عمان مثلا ، فمباشرة سوف تقول لي أن المسافة بين القدس الشريف والعاصمة عمان هي 70km .



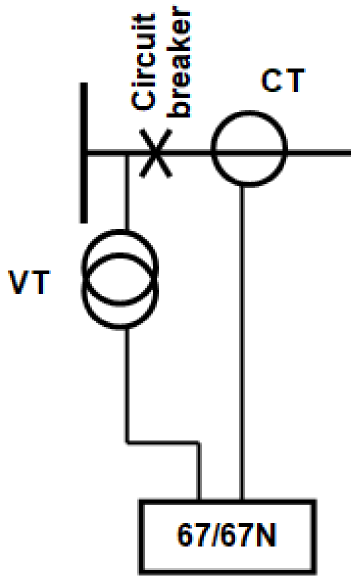
حيث لاحظ اننا لم نستطع تحديد المسافة بشكل صحيح إلا بتحديد نقطة مرجعية في البداية ، وكذلك الحال فإني لا استطيع تحديد زاوية التيار إلا بتحديد نقطة مرجعية في البداية وهي زاوية الجهد .

وفي هذه الحالة فإننا نسمي اشارة الجهد المرجعية بإسم polarizing signal أو polarizing voltage .

مع العلم أنه يمكن استخدام الpolarizing signal إما أن تكون voltage فتسمى polarizing voltage أو أن تكون current فتسمى polarizing current أو استخدام كلاهما معا V pol & I pol .

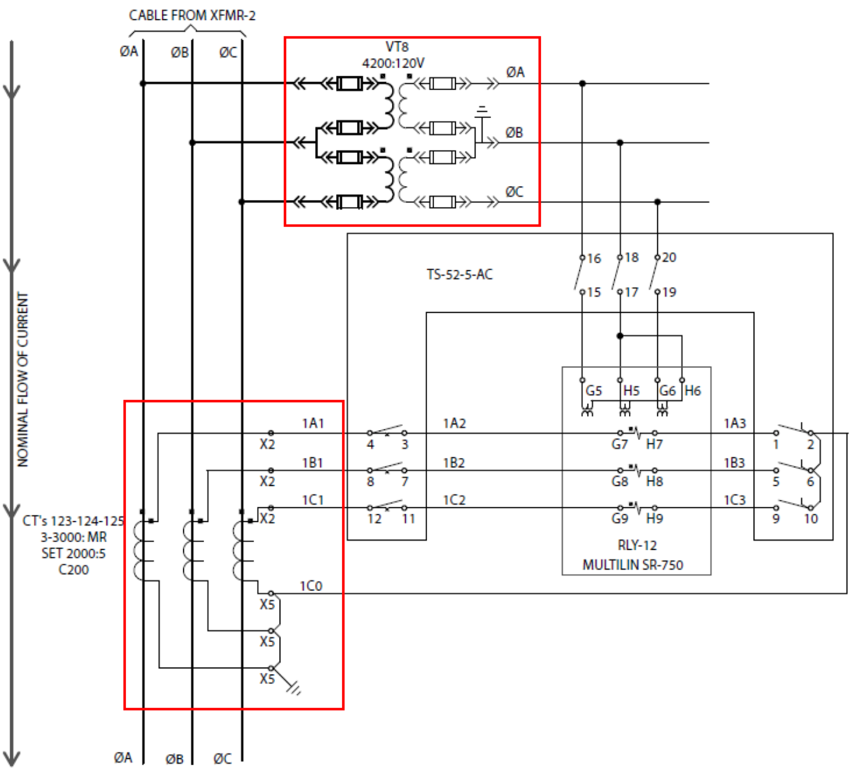


ولكن في العادة يفضل استخدام الجهد كنقطة مرجعية أكثر من التيار ، وذلك لأن التيار قد يزول بفتح ال CB ويعود بإغلاق ال CB ، بينما الجهد سواء كان ال CB opened أو closed فإنه موجود .



وبالتالي فإنه يفضل أن يتم استخدام ما هو أكثر ثباتا كنقطة مرجعية, فيمكن استخدام صخرة كنقطة مرجعية ولكننا لا يمكننا استخدام غيمة .

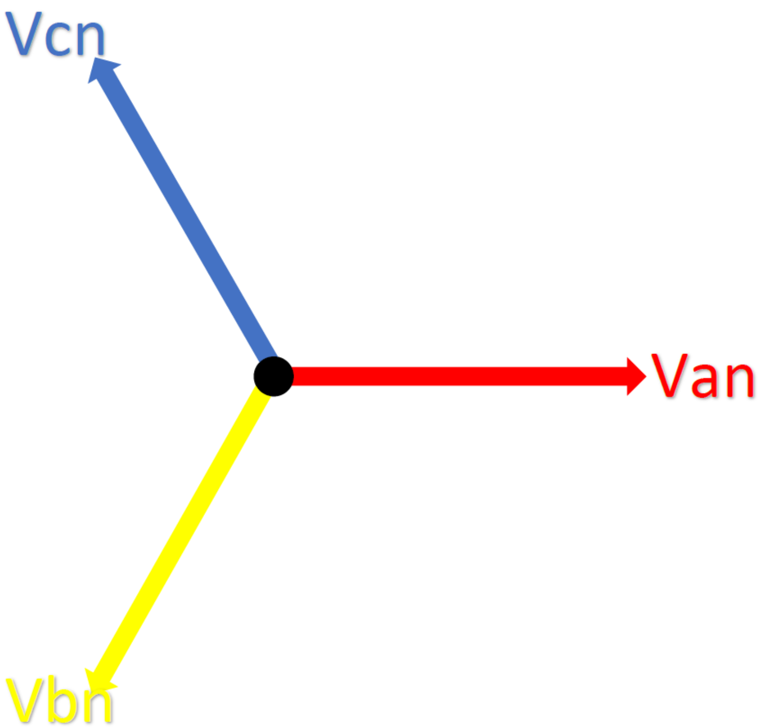
ومن هنا نقول أنه لاستخدام خاصية ال directional protection للOC و EF ، فإننا نحتاج الى two analog inputs ، واحد قادم من الCT ، والاخر قادم من الVT ، بينما ال non directional OC لا تحتاج إلا one analog input وهو الذي قادم من الCT ، حيث في الOC directional نحتاج الى وجود الجهد وجوبا .

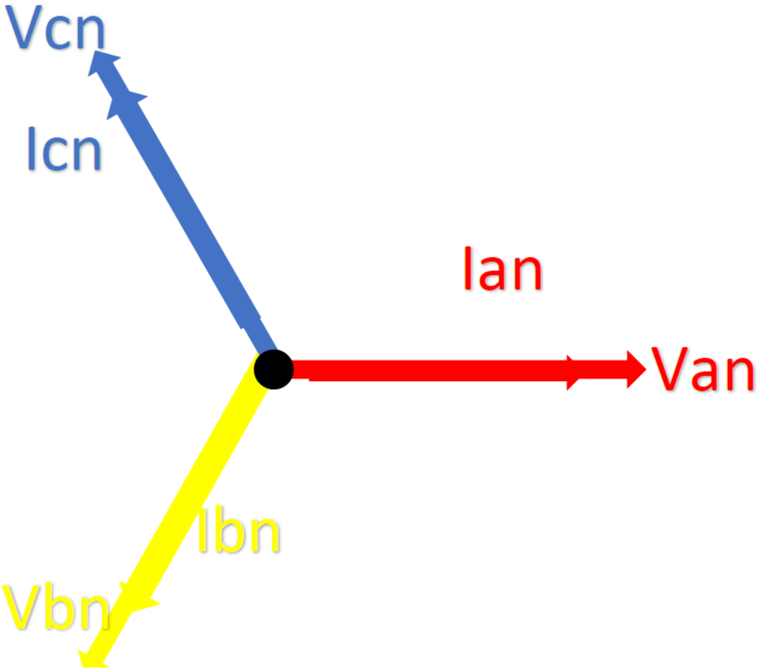


بينما لا نحتاج الى وجود جهد في non-directional OC واذا كان موجود فهو موجود فقط ال measurement .

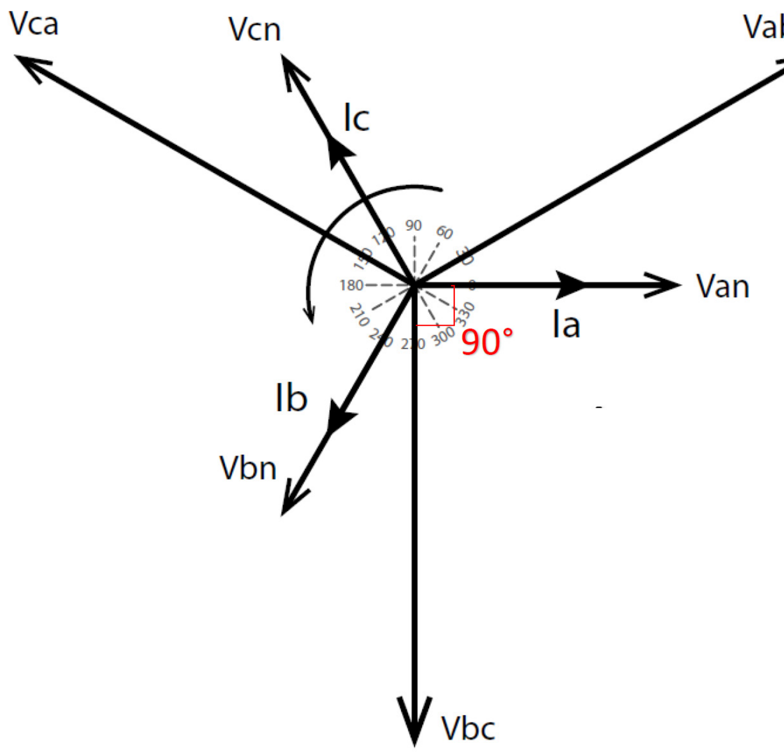
ويمكن التعبير عن الdirectionality بشكل أدق من خلال هذا ال phasor diagram فيظهر لنا كما في الشكل ثلاث متجهات VA,B,VC, ونفترض هنا بأن ال load من نوع resistive بمعنى أن 1A منطبق تماما على VA.

والهدف من وضع VA و IA بشكل in-phase هو تبسيط المعلومة فقط .

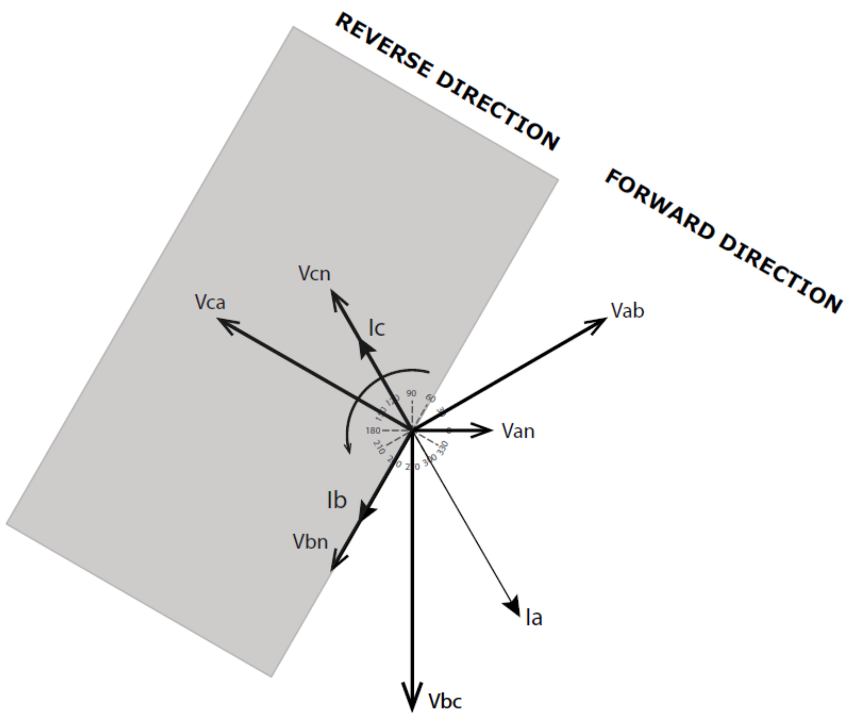




ويمكن وصف التيار هنا والذي هو Ia إما انه منطبق على Van ، بمعنى أن كلاهما in-phase ، بمعنى أن الزاوية بينهما صفر ، أو أنه متقدم leading على Vbc بزاوية 90 درجة .

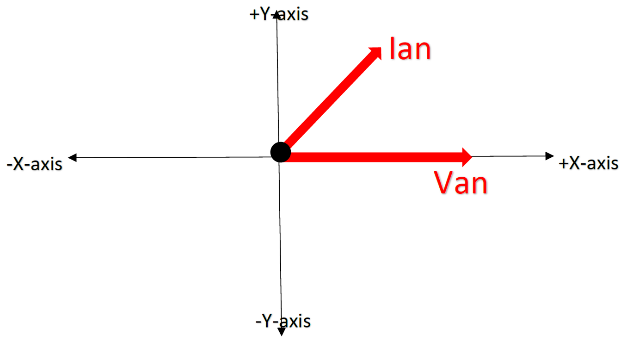


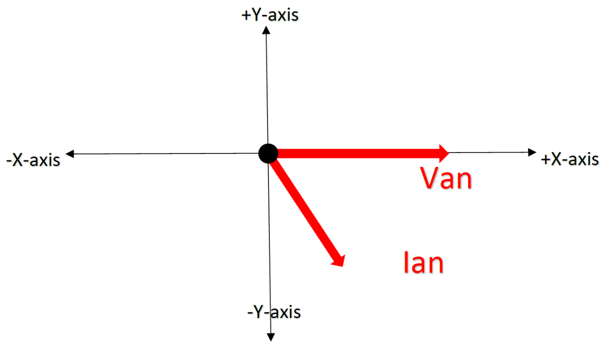
الآن إذا كان اتجاه التيار Ia لحظة العطل بنفس اتجاه Va فهذا يعني بأن هذا العطل forward ، بينما اذا انعكس اتجاه التيار ، و اصبح في الاتجاه الثاني المقابل له فهذا يعني أن العطل reverse fault .

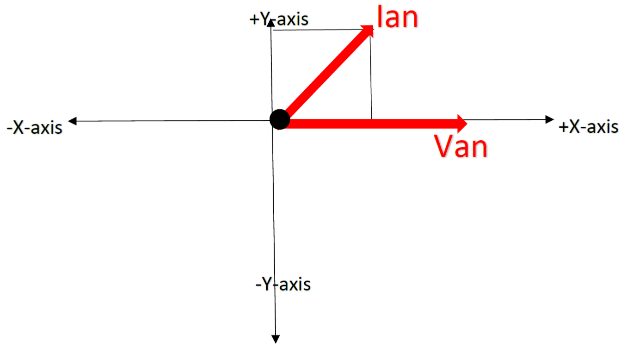


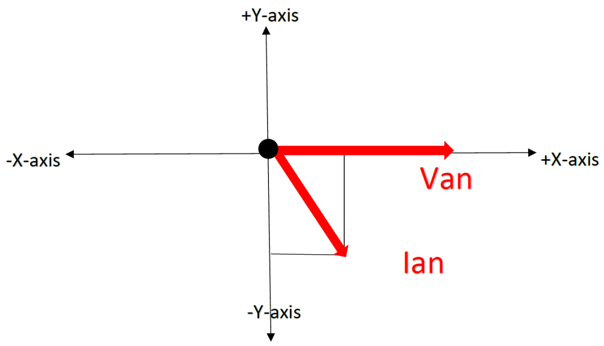
والسؤال هنا ما هي الحدود التي تبقي التيار أو أحد مركبات التيار بإتجاه الforward أي باتجاه الجهد المرجعي ؟

فإذا كان متجه التيار في الربع الأول فإنه يتم تحليله إلى مركبتين ، المركبة الأولى موجودة على الX-axis الموجبة أي بإتجاه الVa أو الجهد المرجعي والمركبة الثانية على الYaxis الموجبة ، أما اذا كان التيار في الربع الرابع ، فإنه يتم تحليله أيضا الى مركبتين ، المركبة الأولى بإتجاه الX-axis الموجبة أو باتجاه الجهد المرجعي أو بإتجاه ال forward والمركبة الثانية بإتجاه الY-axis السالبة .

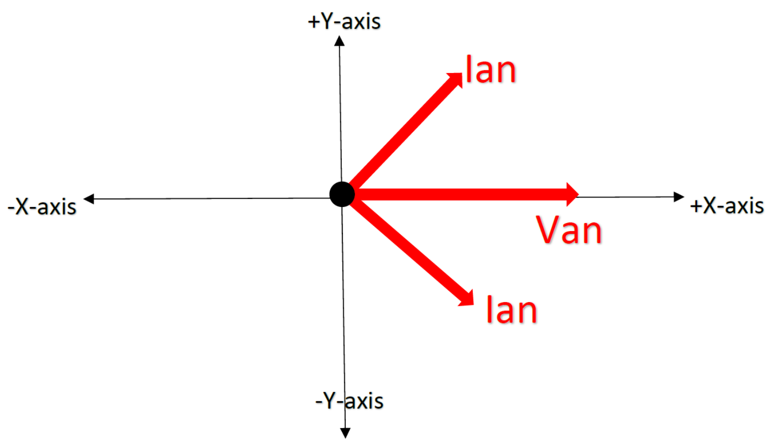




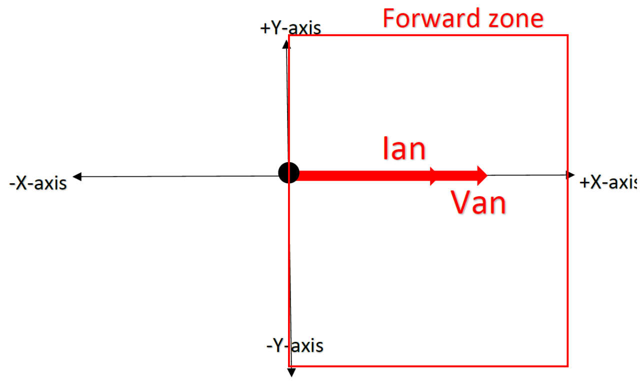




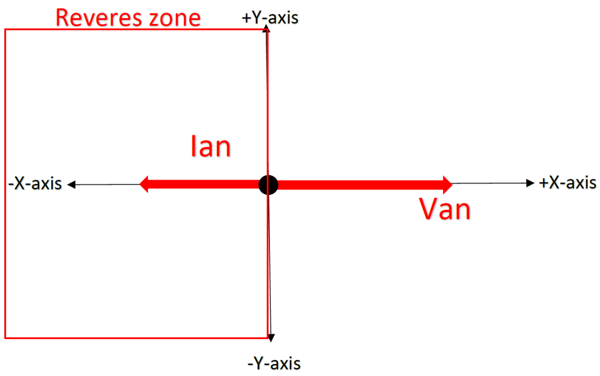
لاحظ بأن تركيزي هو بإتجاه المركبة التي على X-axis الموجبة طالما أن التيار يتم تحليله فيظهر لي مركبة ولو 1% بإتجاه X-axis الموجبة ، فهو بإتجاه الforward .



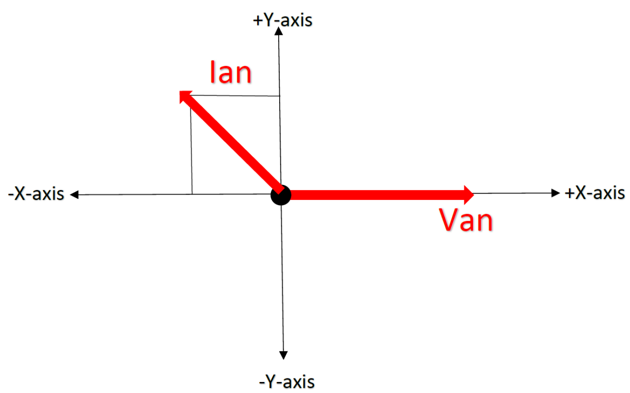
وبالتالي فإن حدود زاوية تيار العطل والذي نعتبره forward fault ، بمعنى أنه في داخل حدود ال forward zone ، تبدأ من ال 90 درجة مرورا بالصفر الى 90- درجة ، حيث لا يمكن أبدا للتيار أن يتأخر عن الجهد بزاوية أكثر من 90 درجة ويبقى forward fault .



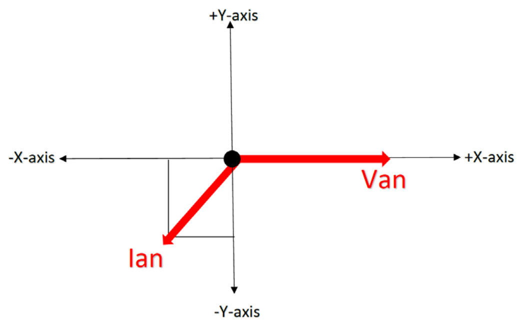
أما حدود زاوية تيار العطل والذي نعتبره reverse fault أي في داخل منطقة ال reverse zone فتبدأ من ال90 درجة مرورا بال 180 درجة إلى ال90- درجة .



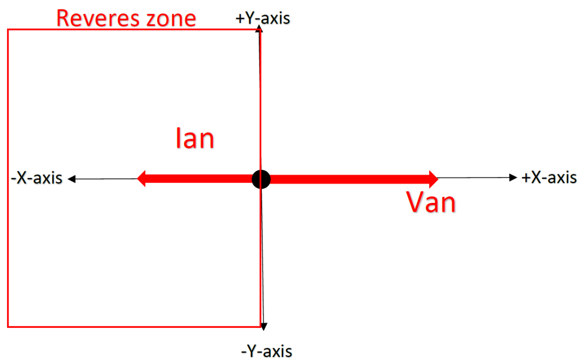
حيث لاحظ معي عندما يكون اتجاه تيار العطل بهذا الشكل ، فإنه يمكن تحليل هذا التيار إلى مركبتين ، أحدهما بإتجاه الY-axis الموجبة ، و الآخر بإتجاه الX-axis السالبة .



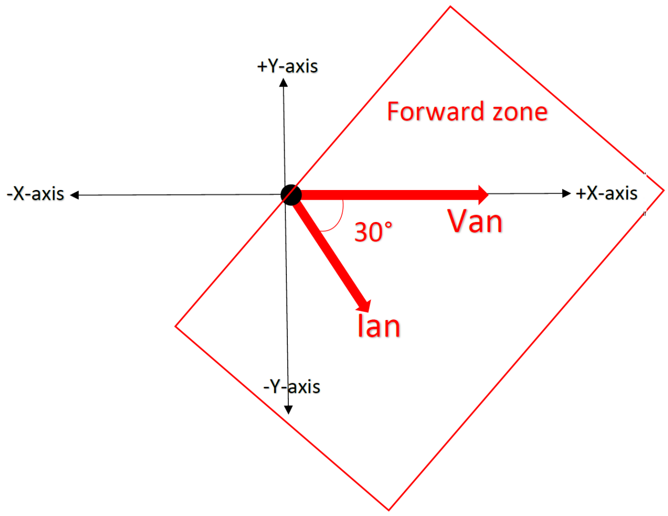
أما عندما يكون اتجاه تيار العطل بهذا الشكل ، فإنه يمكن تحليل هذا التيار أيضا إلى مركبتين أحدهما بإتجاه الX-axis السالبة ، و الأخر بإتجاه الY-axis السالبة .



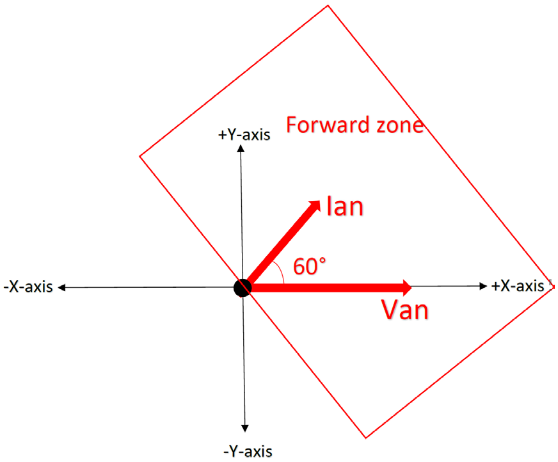
و وجود مركبة لتيار العطل ولو 1% على ال X-axis السالبة يعني بأن هذا العطل بإتجاه ال reverse zone .



أما اذا حدث إزاحة للتيار وأصبح متأخر بزاوية 30 درجة فإن حدود منطقة الforward سوف تتحرك بنفس مقدار هذه الإزاحة ، حيث هذا الخط يجب أن يبقى متعامد مع IA أي بزاوية 90 درجة تمتد من عند نقطة الأصل.

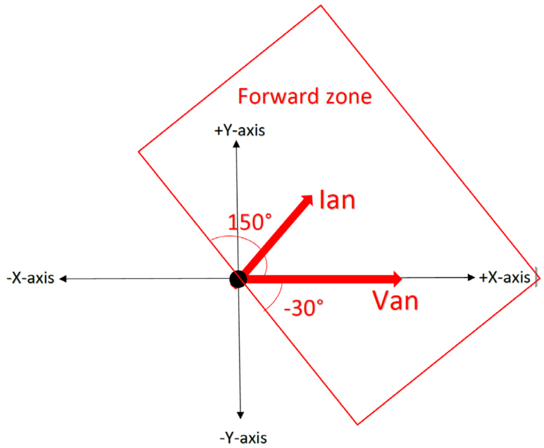


وبالتالي فإن حدود منطقة ال forward سوف تبدأ من الزاوية 60 درجة مرورا بالصفر إلى الزاوية 120- درجة .

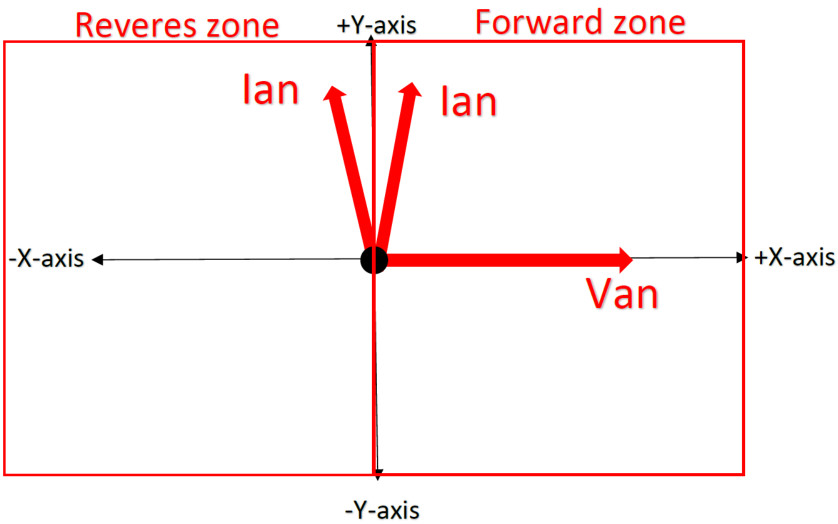


أما اذا كان التيار متقدم بزاوية 60 درجة ، فإن حدود منطقة الforward أيضا تبقى متعامدة عليه .

فتصبح حدود منطقة الforward في هذه الحالة تبدأ من 150 درجة مرورا بالصفر إلى 30- درجة .

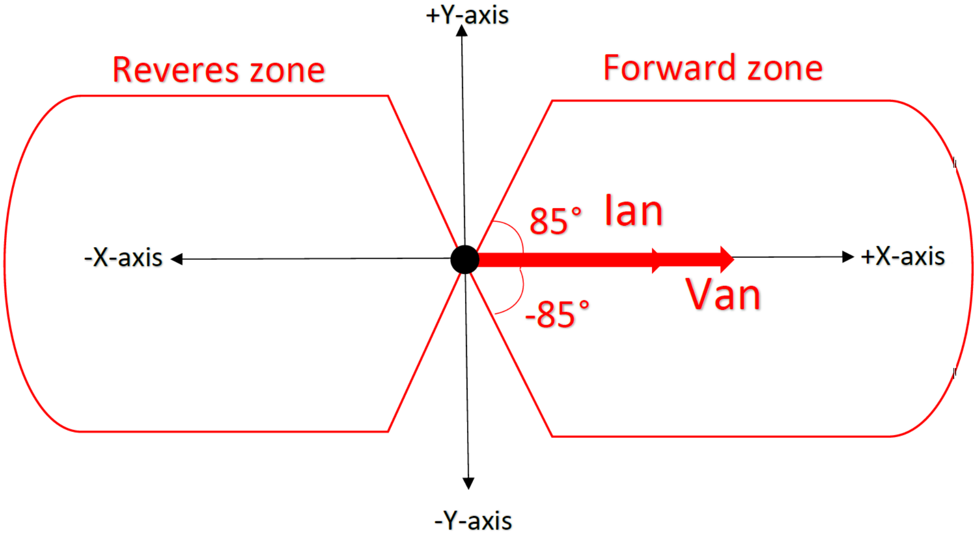


الآن لاحظ معي إذا كانت زاوية تيار العطل 89 درجة فهي في داخل حدود ال forward zone ، و إذا كان زاوية تيار العطل 91 درجة فهي في منطقة الreverse zone .

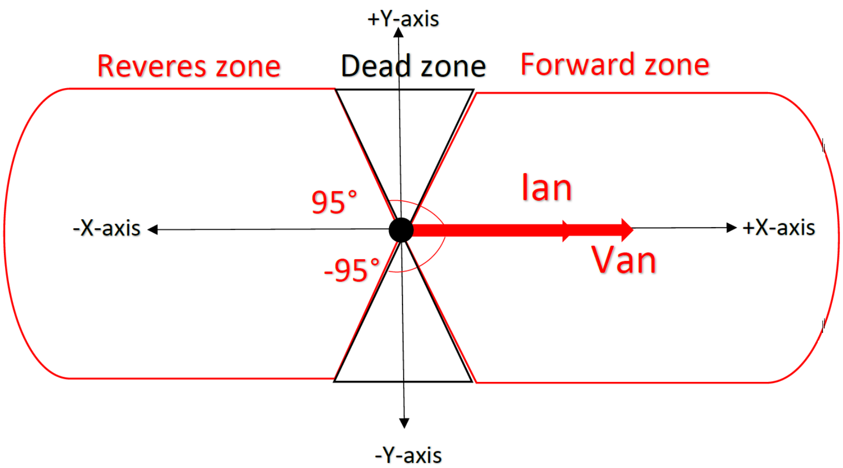


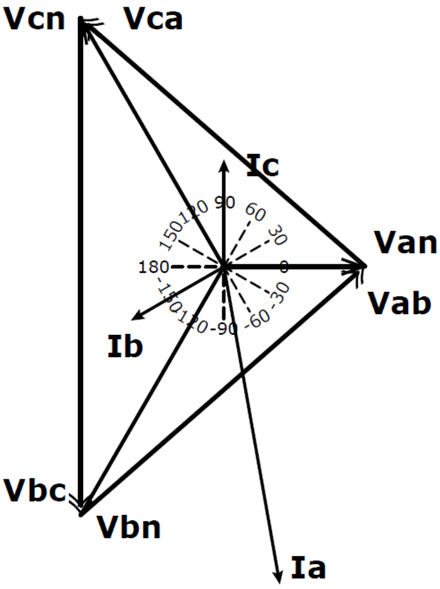
وبسبب تقارب الزاويا في هذه المنطقة بين الforward zone و الreverse zone, فإنه قد يسبب لبس للrelay بسبب عدم الدقة احيانا ، لاحظ معي أن 89 درجة forward و 91 درجة reverse .

ولتجنب أي mal-operation -سوء تشغيل-للdirectional protection relay فإنه ينصح بأن تكون هذه الزاوية ليست 90 درجة وانما 85 درجة, فتكون من 85 درجة مرورا بالصفر الى 85 .



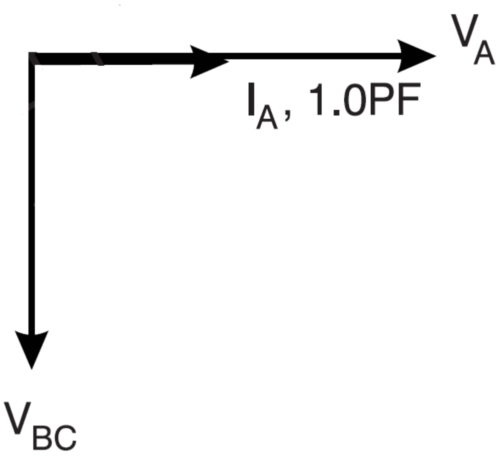
بينما تكون حدود ال reverse zone من 95 درجة مرورا بال 180 الى 95- درجة, والمنطقة التي بينهما تسمى بDead zone ، أي ليست أمامية ولا خلفية ، ولا يتحسس الريليه العطل داخلها .





عمليا عندما يحدث Short circuit على ال phase مثلا, فإن ارتفاع التيار على هذا الphase سوف يصاحبة انخفاض كبير في جهد نفس ال phase الذي حدث عليه العطل ..!!

وبالتالي فإنه لا يمكن ابدا استخدام جهد هذا الphase الذي حدث عليه العطل كنقطة مرجعية لمعرفة زاوية تيار العطل هل هي forward أو reverse ، وذلك لصغر قيمته, والتي قد تصل الى الصفر .

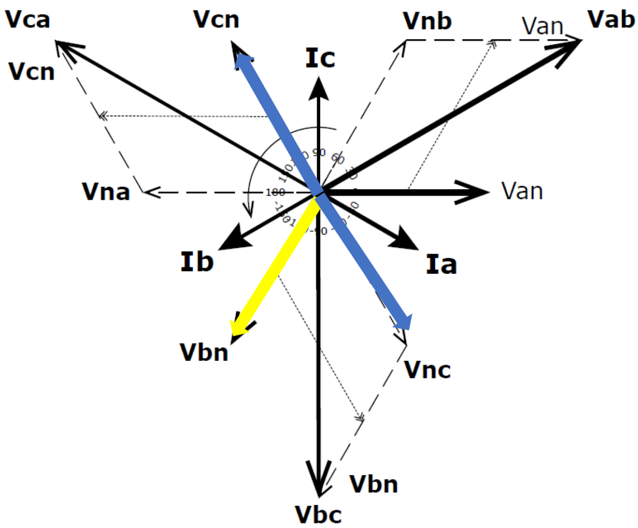


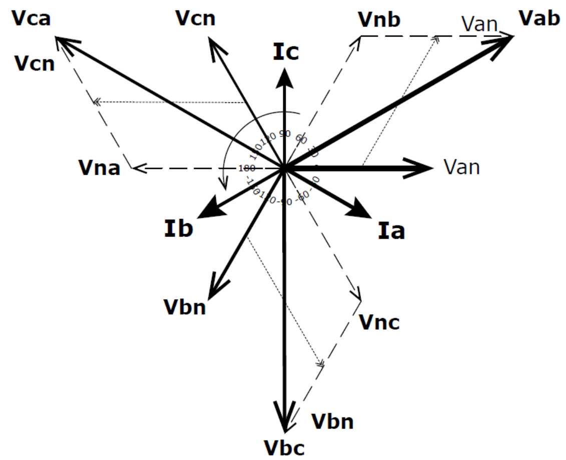
وللتغلب على هذه المشكلة أصبح من الضروري أن يتم اتخاذ جهد لفيز مختلف عن الفيز الذي حدث عليه العطل كجهد مرجعي ، بمعنى أنه اذا حدث عطل على ال phase A أدى الى ارتفاع التيار على IA, فإن الجهد المرجعي له ليس VA ، وإنما تم الاتفاق أن يكون الVBC هو الجهد المرجعي ، وهو الجهد الخاص بالفازات المتبقية والسليمة ، وكذلك الحال فإن الجهد المرجعي IB هو VCA ، والجهد المرجعي ل IC هو VAB كما هو ظاهر في هذا الجدول .

CURRENT	VOLTAGE
I_A	V_{BC}
I_B	V_{CA}
I_C	V_{AB}

وبالتالي فإنه سوف يتم تحديد زاوية انحراف التيار IA عن زاوية Vbc ، فكما هو معلوم فإن الVbc يساوي Vbn-Vcn كفرق جهد بينهما ، ومن الشكل الظاهر فإن الVbn هي التي باللون الأحمر والVcn باللون الأزرق ، أما Vcn- وهي نفسها Vnc فتكون على امتداد الVcn ولكن في الاتجاه المعاكس.

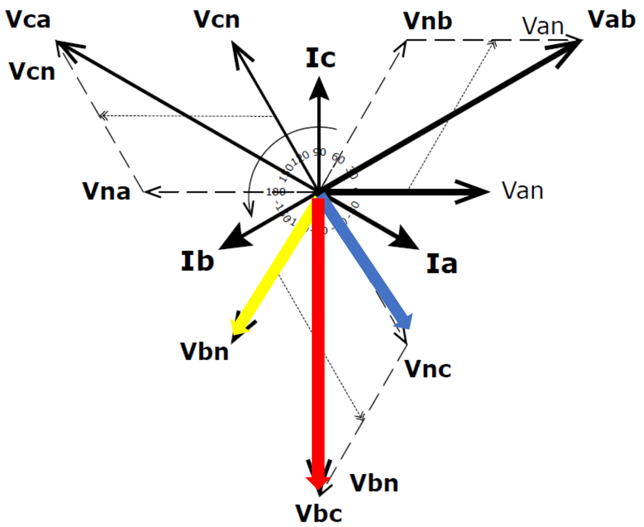
$$V_{bc} = V_{bn} - V_{cn}$$



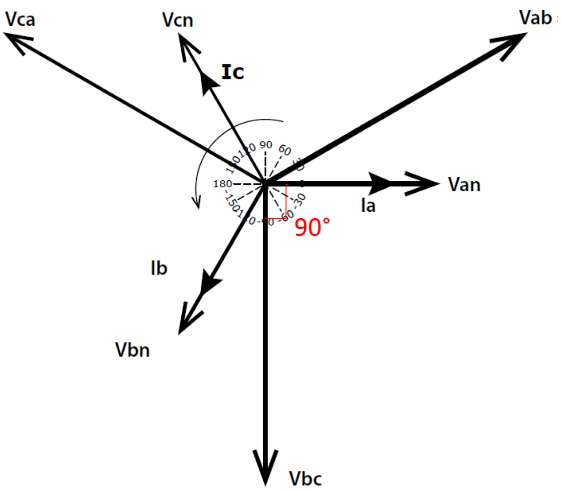


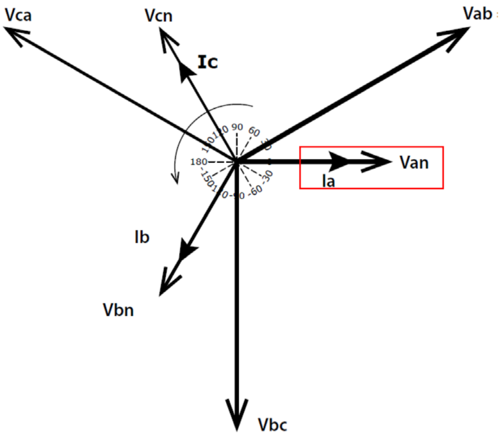
والمحصلة الاتجاهية بين ال Vbn و Vnc سوف تكون يكون بهذا الإتجاه الذي باللون الأحمر وهي جهد Vbc.

$$V_{bc} = V_{bn} - V_{cn}$$



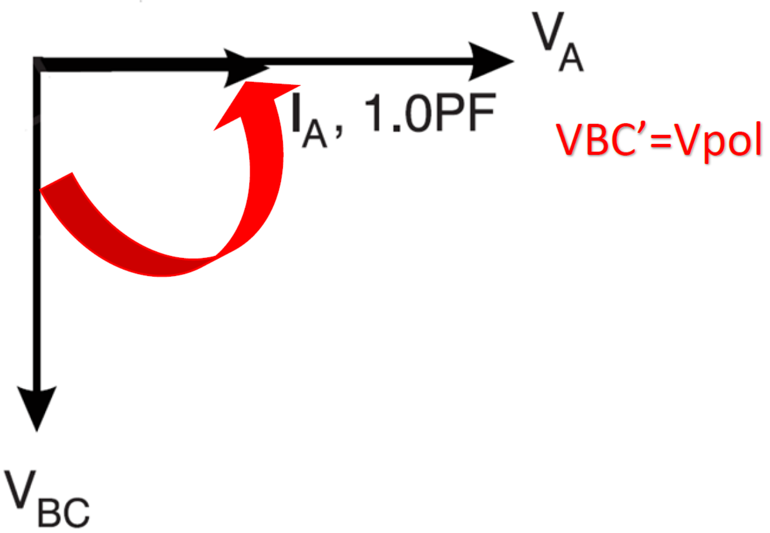
وهذا يعني أن IA سوف يكون متقدم على Vbc بزاوية 90 درجة وهذا اذا افترضنا أن اتجاه دوران المتجهات بعكس عقارب الساعة ، فنرى IA أولا ومن ثم وبعد 90 درجة سوف نرى Vbc وهذا هو مفهوم كلمة "متقدم"



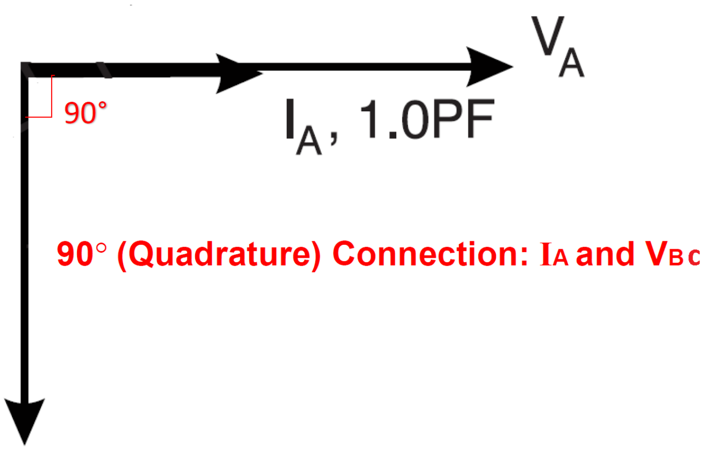


طبعا هذا على فرض أن ال Van و Ia منطبقين أو In-phase ، والذي يكون في حال الResistive load.

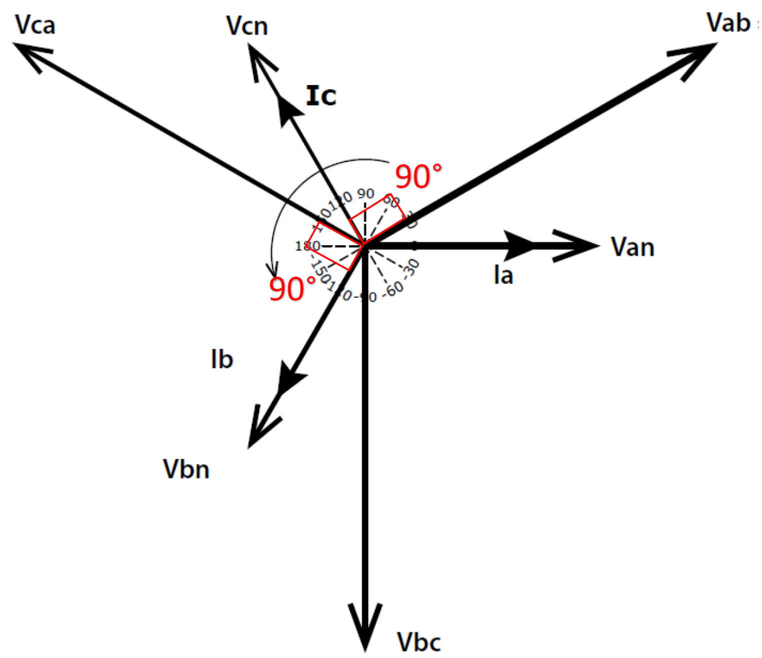
ولتحقيق الmaximum relay sensitivity فإنه يجب عمل shift للVbc بحيث تنطبق على Ia ،
فلو قمنا بعمل ازاحة لل Vbc بزاوية 90 درجة بإتجاه التيار فإنه سوف ينطبق تماما على Ia ، بمعنى انهم سوف يصبحوا in-phase وال relay سوف يحقق maximum relay sensitivity ، وهي أقصى حساسية مطلوبة للريليه بحيث يعمل بدقة وبدون مشاكل أو لبس



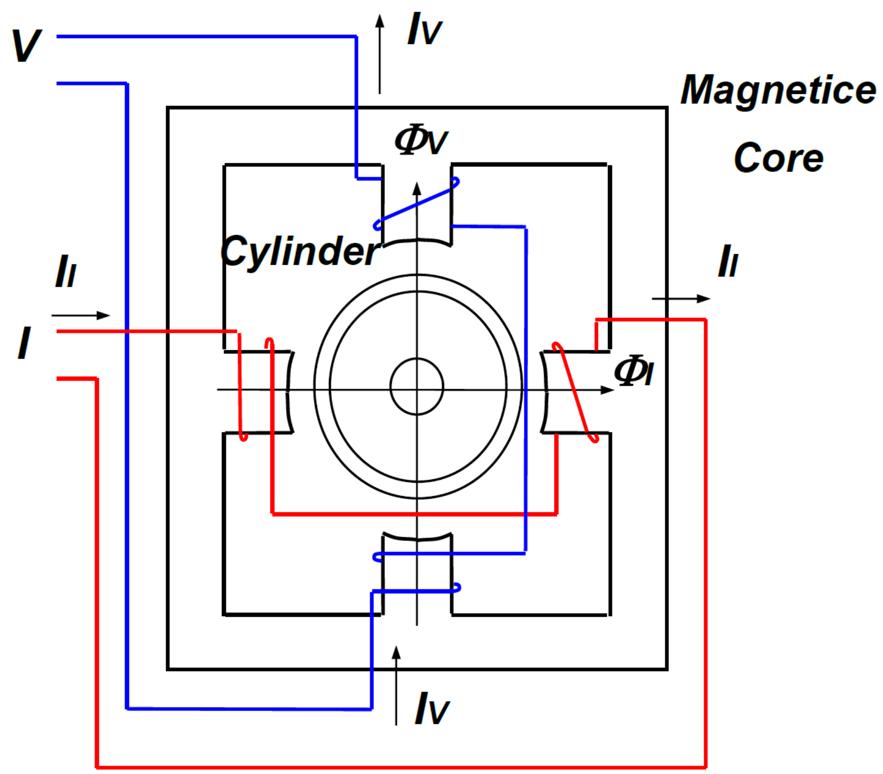
وهذا ما يسمى ب 90connection- ، و التي تعني توصيلة ال90 وسميت بذلك, وذلك لأن الزاوية بين Ia و Vbc هي 90 درجة.



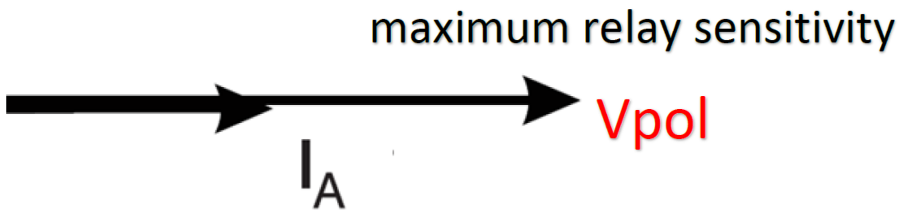
وكذلك الحال فإن الزاوية بين Ib و Vca والزاوية بين Ic و Vab ايضا تساوي 90 درجة



وكلمة ال90connection- مأخوذة من ال electromechanical relays القديمة ، حيث كان يتم فيها تغيير شكل التوصيلة بين التيار والجهد بحيث تعطي الزاوية المناسبة.

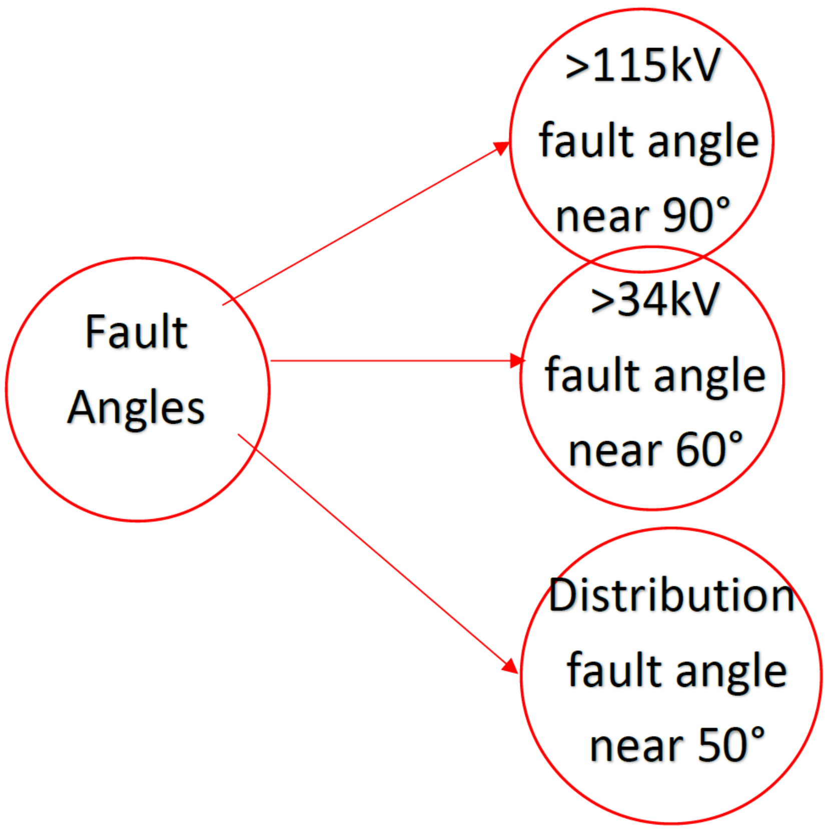


الآن نحن نعلم مسبقا بأن زاوية التيار IA لحظة العطل تساوي صفر, أو دعونا نقول بأننا افترضنا بأن زاوية تيار العطل هي صفر ، و بناءا عليه قمنا بعمل shift بمقدار 90 درجة للVbc, حتى ينطبق على الIA او تيار العطل حتى يعطي ال maximum relay sensitivity



ولكن عمليا نحن لا نعلم ما هي زاوية التيار لحظة العطل ، حيث يمكن أن يتاخر التيار عند العطل من زاوية 40 الى 80 درجة ، وهذه الزاوية تختلف حسب مقاومة العطل أو حسب طول الخط أو ال Voltage level المستخدمة.

حيث في خطوط ال HV الطويلة والتي يكون ال Voltage level فيها أكثر من 115kV فإن التيار سوف يتأخر عن الجهد لحظة العطل بزاوية تقترب من 90 درجة ، بينما في الأطوال العادية فتقترب زاوية تيار العطل من 60 درجة ، أما في Distribution line فتقترب زاوية العطل من 50 درجة, وبالطبع كل هذه القيم هي قيم تقريبية.



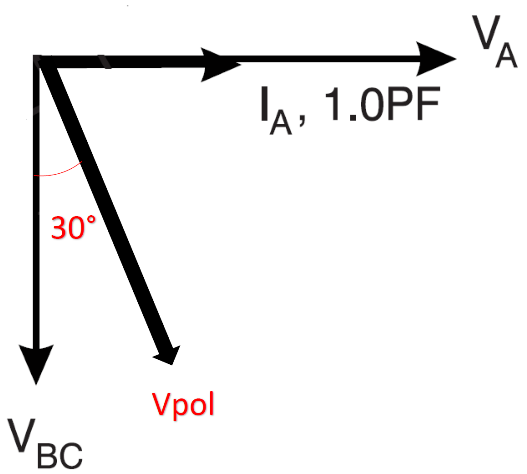
وبالتالي فإن مقدار هذه الزوايا لا يمكن تحديدها مسبقا ، يمكن التنبؤ بها ، ممكن أن آتي وأقول لك بأن الزاوية قد تكون 50 أو 60 درجة, ولكن ما هي بالضبط ؟ لا يمكن لي معرفتها

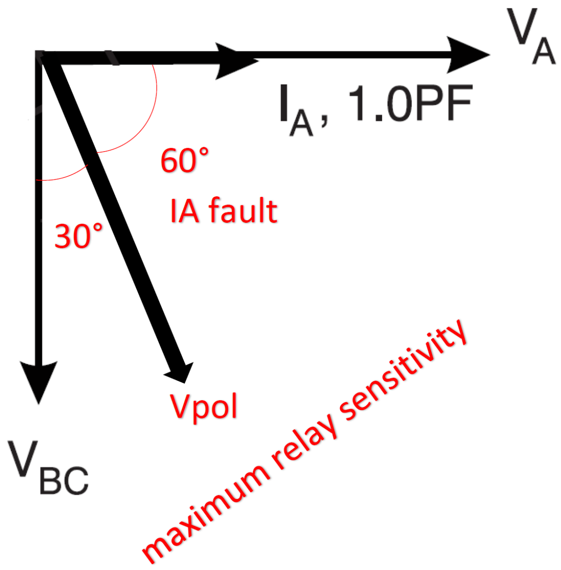
وعليه فإنني لا أعلم مقدار الإزاحة التي يجب أن تكون علىVBC حتى يحقق لي maximum relay sensitivity ، ولكنك قد لا تخطئ لو قمت بإختيار أن زاوية تيار العطل هي 60 درجة أو 75 درجة ك Average angle مثلا بينهم .وهذه الزاوية هي ما تم اختيارها في electromechanical relays القديمة ، وذلك لأن خياراتها كانت محدودة, وتحتاج الى good average angle .



أما الNumerical relays وال digital relays أو ال static relays فالخيارات أمامها كانت مفتوحة ، فلها عدة standard connection أو characteristics يمكنها اختيارها لتحقيق الmaximum relay sensitivity .

أما **النوع الأول** من أنواع الstandard connection أو characteristics المستخدم في ال numerical relays الحديثة ، فهي ما تسمى ب 90-30 connection أو ما تسمى ب RCA 30 ، الآن دعونا نتعرف على Directional characteristics المستخدم في هذه التوصيلة ، حيث يمكن من خلال هذه التوصيلة عمل زحزحة أو shifting للVBC بمقدار 30 درجة فقط

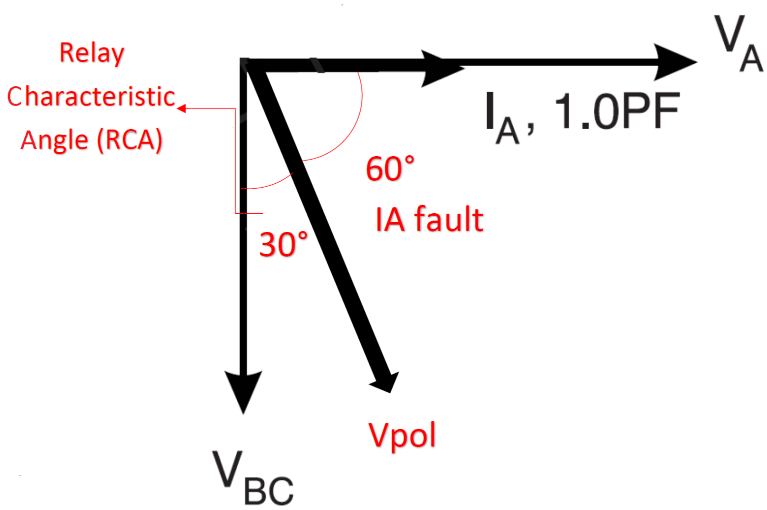




وفي هذه الحالة فإن الmaximum relay sensitivity سوف يتحقق في حال تأخر تيار العطل بمقدار 60 درجة ، ليصبح عندها الphase shift بين الVBC -بعد الإزاحة طبعا- و تيار العطل هو صفر نظريا ، وكما هو متوقع .

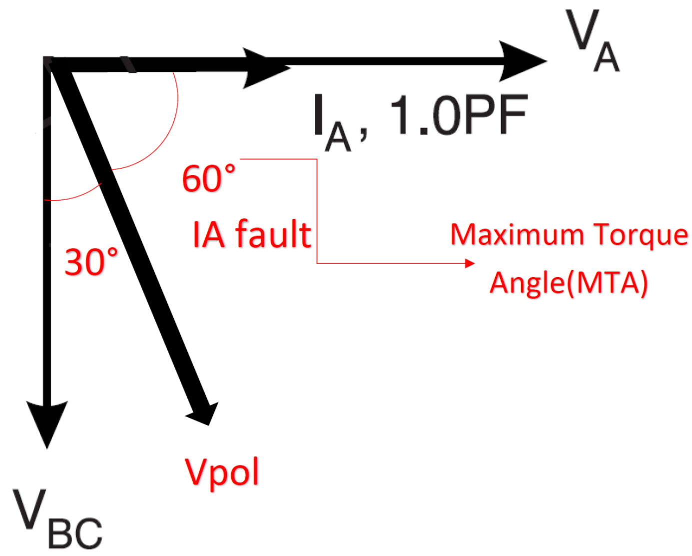
$$\emptyset_{Vpol-}\emptyset_{Ifault} = 0$$

وهذه الزاوية والتي يتم من خلالها تعديل زاوية الreference voltage أو polarizing voltage بحيث يعطي ال relay أعلى استجابة للforward أو الreverse ، أو بحيث يعطي الrelay ال maximum relay sensitivity هي ما تسمى ب Relay Characteristic Angle واختصارها هو RCA

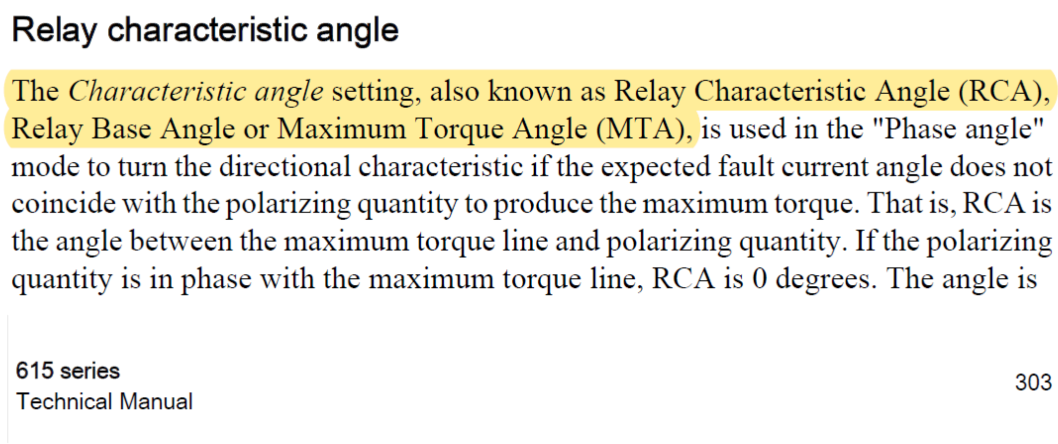


وتسمى أيضا بالDirectional angle, وذلك لأنها هي التي تقرر اتجاه تشغيل هذا الrelay ، بمعنى أنها قد تكون lagging اذا كان التيار سوف يتأخر بعد حدوث العطل كالأعطال التي تحدث على الtransmission line أو قد تكون leading اذا كان التيار سوف يتقدم بعد حدوث العطل كالأعطال التي تحدث على capacitor banks مثلا ، و تكون قيمة الRCA في Numerical relay في مدى واسع من 95- الى 95 درجة.

أما هذه الزاوية ، وهي الزاوية المتممة لزاوية ال RCA الى 90 درجة فتسمى ال Maximum Torque Angle واختصارها هو MTA ، وبالتالي فإن الزاوية 30 درجة تسمى (Relay Characteristic Angle (RCA وهذه الزاوية المتممة والتي تساوي 60 درجة تسمى (Maximum Torque Angle(MTA



وفي بعض المراجع لا يتم التفريق بين RCA و MTA, حيث يقولون بأن الRCA وMTA بنفس المعنى كما هو مذكور في مانيوال ABB REF615.



Relay characteristic angle

The *Characteristic angle* setting, also known as Relay Characteristic Angle (RCA), Relay Base Angle or Maximum Torque Angle (MTA), is used in the "Phase angle" mode to turn the directional characteristic if the expected fault current angle does not coincide with the polarizing quantity to produce the maximum torque. That is, RCA is the angle between the maximum torque line and polarizing quantity. If the polarizing quantity is in phase with the maximum torque line, RCA is 0 degrees. The angle is

615 series
Technical Manual

303

و زاوية ال (Maximum Torque Angle (MTA هي الزاوية التي اذا حققها ال Fault current فإن ال relay سوف يعطي الmaximum sensitivity ، وزاوية الFault current هي الزاوية التي يمكن التبنؤ بها ، لا يمكن التأكد منها مسبقا ولكن يمكن التبيؤ بها وتختلف حسب نوع العطل phase fault أو earth fault .

وعادة ما تكون قيمة الMTA هي 30 درجة في Over Head Line(OHL) و45 درجة في ال Under Ground Cable (UGC) في حال اعطال الphase fault ، بينما تعتمد هذه الزاوية على طريقة توظيف الNeutral earthing في حالات ال earth fault فتكون قيمتها من صفر الى 90 درجة حسب الجدول التالي :

(MTA angle is usually varying from 0° to -90° depends on the type of Neutral Earthing employed)

1-For Resisted Earth Systems = 0°

2-Earthing Transformer with Resistor= – 15°

3-Solidly Earthed Distribution System= -45°

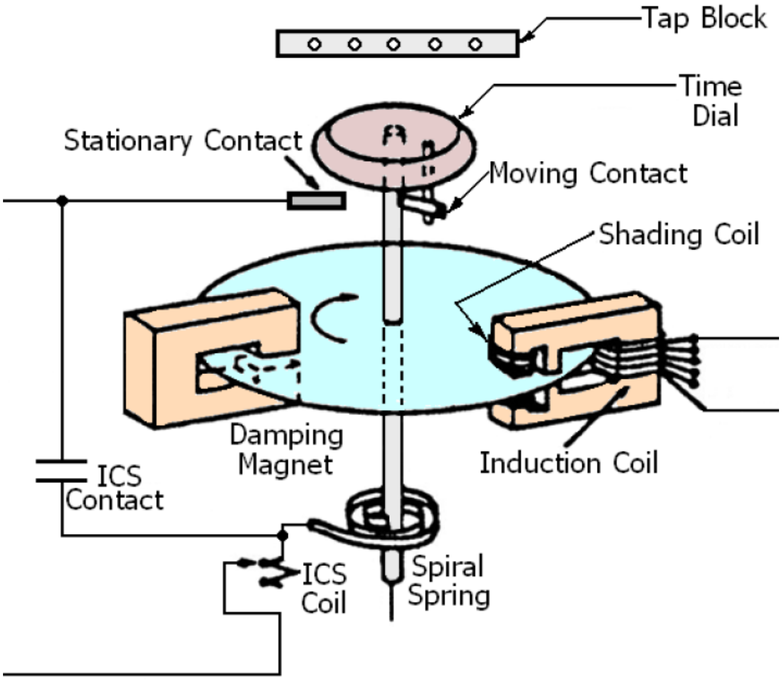
4-Solidly Earthed Transmission System= -65°

5-Reactance Earthed Systems = -90°

وعادة ما يتم استخدام هذه الزاوية MTA لحساب ال RCA لتحديد ال Maximum torque line ، مع العلم بأنه لا يوجد setting خاص ب MTA في الNumerical relays, وإنما الsetting الموجودة في هذه الrelays تسمى ب RCA وفي بعض ال relays تسمى بRotation angle

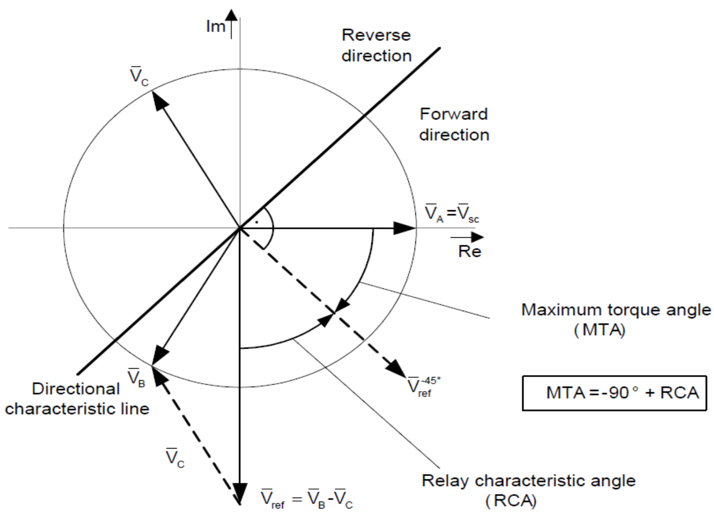
Setting Group1		
Operation		On
EnaDir		Enable
AngleRCA		65
polMethod		Voltage
UPolMin		5
IPolMin		5

أما مسمى الMaximum torque أو أقصى عزم فهو مقتبس من عزم الدوران الفعلي للقرص الدوار في electromechanical relays ، و الذي يدور تحت تأثير تغير مقدار وزاوية التيار والجهد.



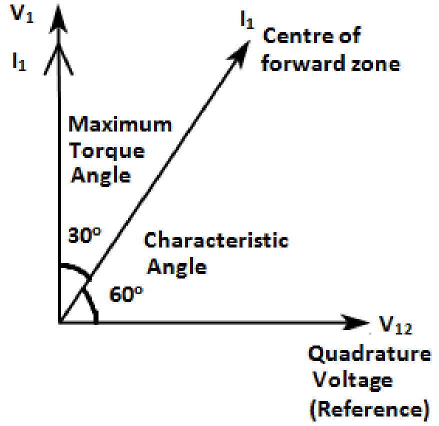
وتم الاحتفاظ بهذا المصطلح والذي أصبح مجازي في الNumerical relays ، حيث ال Numerical relays تقوم بتحقيق هذه الأهداف من خلال microprocessor خاص بها ولا يوجد أي عزم ميكانيكي موجود بها حاليا .

وأما بالنسبة للفرق بين الRCA و MTA فكل واحد منهم يعود الى مرجع خاص به وعندما نقول مرجع فهو الصفر بالنسبة له ، فالRCA يعود الى الVBC كمرجع ، فعندما نقول أن RCA تساوي 30 درجة فهي بالنسبة الى الVBC ، بينما الMTA يعود الى الVA كمرجع ، فعندما نقول أن MTA تساوي 60 درجة فهي بالنسبة الى الVA ، لكن كلاهما في النهاية يعبر على نفس الMaximum torque line .

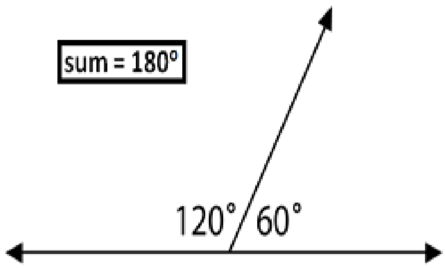


نفترض أنه حدث phase fault جعل التيار يتأخر بمقدار 30 درجة, هذه ال 30 درجة هي ما تسمى ب Maximum torque angle ، أما متممتها الى 90 فهي التي تسمى الRCA فال

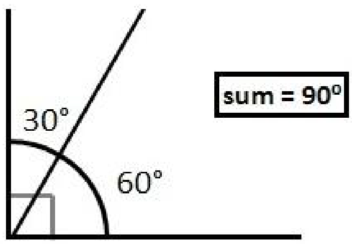
RCA=90°-30°=60°



حيث كما هو معلوم فإن الزوايا المتممة هي زاويتين مجموعهما 90 درجة ، بينما الزوايا المكملة فهي زاويتين مجموعهم 180 درجة ، لذا نقول أن الRCA هي زاوية متممة ل MTA وليس زاوية مكملة.

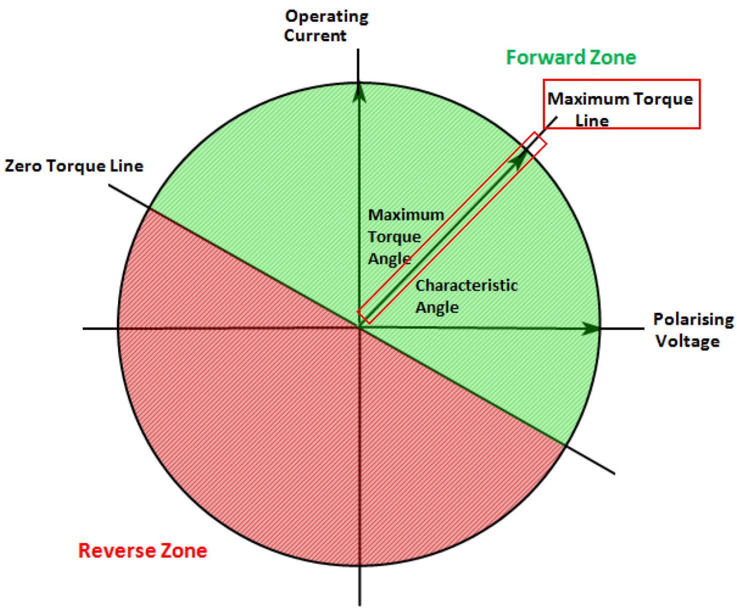


supplementary angles



complementary angles

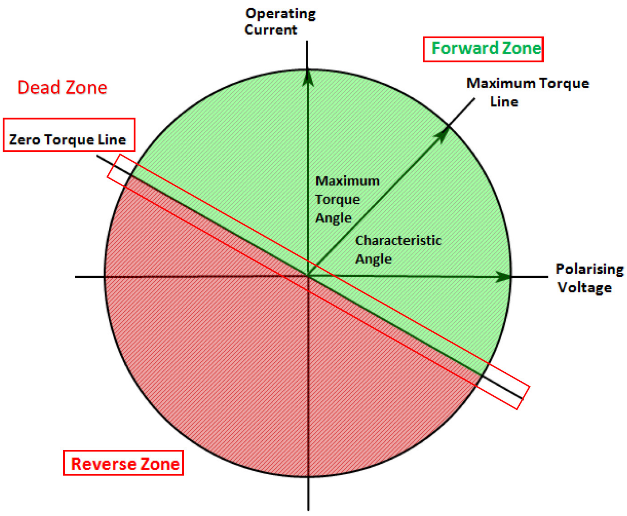
في هذا المثال قلنا بأن هذا العطل من نوع phase fault فقط ، ولم نقل earth fault وذلك لأن الMTA في حالات الearth fault تعتمد على طريقة توصيل ال neutral earthing كما قلنا من قبل.



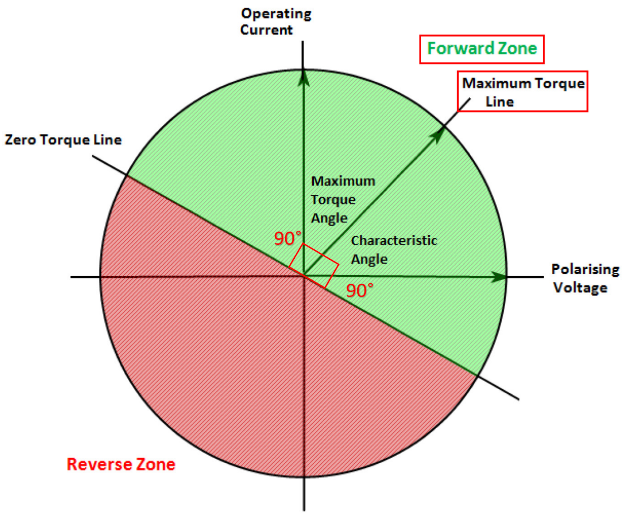
وأما بالنسبة لهذا الخط المظلل بالأحمر، فهو الذي نسميه ال Maximum torque line ، أو ما يسمى .Central of forward zone

وهو الخط الناتج من الRCA ، فإذا التقى تيار العطل مع الpolarizing angle مع هذا الخط ، بمعنى أنهم كانوا in-phase ، فإن الrelay سوف يحقق ال maximum sensitivity أو سوف يحقق ال maximum torque.

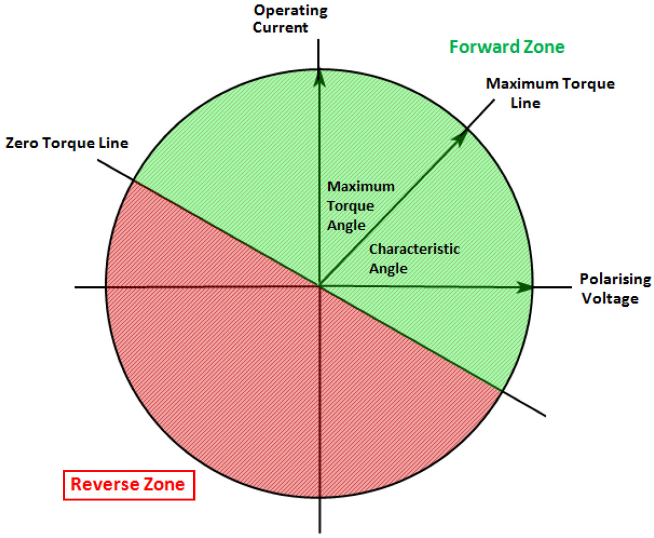
أما هذا الخط فيسمى الzero torque line وهو الذي يحدد حدود منطقة الforward عن منطقة ال reverse ، وعليه تكون قيمة الtorque تساوي zero بمعنى أن هذا الخط هو dead zone



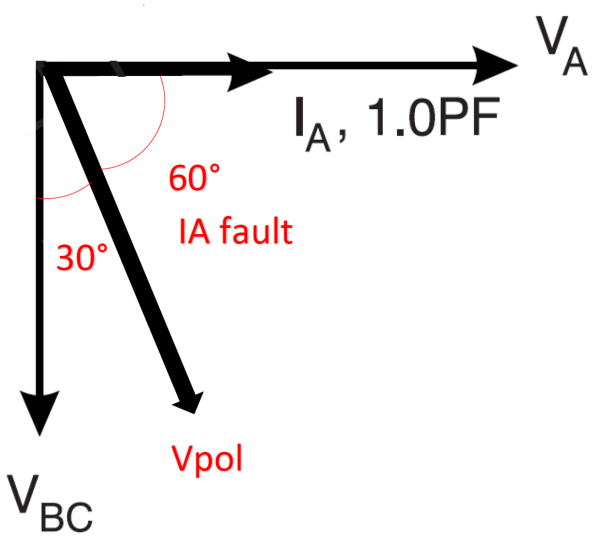
ومنطقة الforward هي التي تكون بإتجاه ال+- 90° من Maximum torque line ويمكن القول بشكل أدق +- 85° حتى لا نظل على المناطق الحدودية



بينما الreverse zone فتكون في الجهة المعاكسة تماما للforward zone فتكون كالمرآه عليه

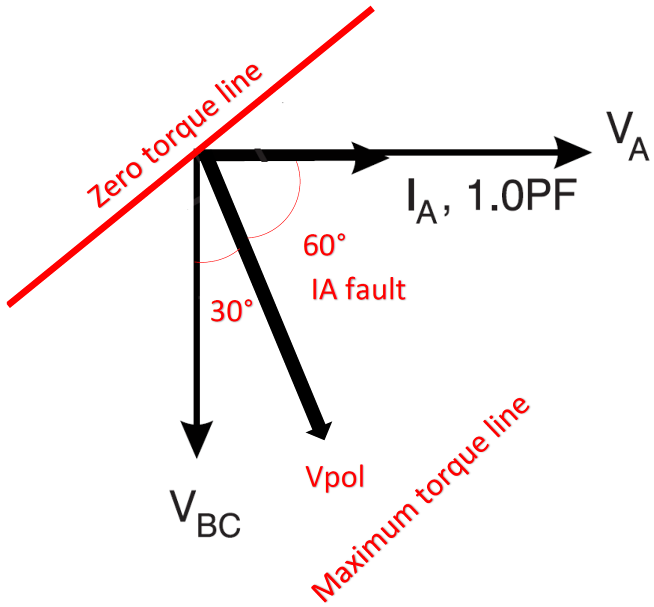


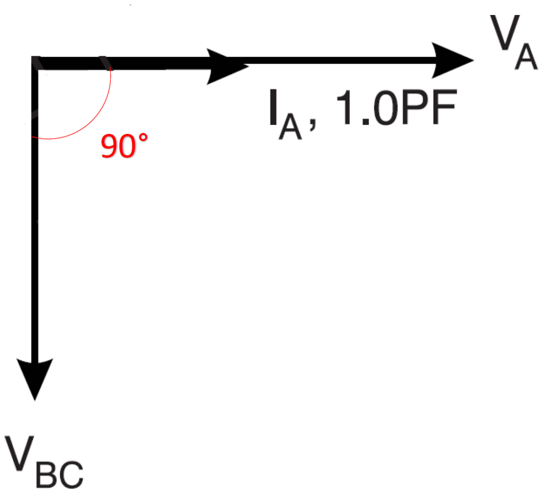
الآن دعونا نعود مرة أخرى الى توصيلة ال 90-30 والتي تكون قيمة الRCA عندها 30 درجة ، حيث يمكن من خلال هذه التوصيلة عمل shifting للVoltage reference وهنا في هذه الحالة VBC بمقدار 30 درجة ، وبالتالي فإن الmaximum torque أو ال maximum relay sensitivity سوف يتحقق اذا حدث عطل ، وتأخر تيار العطل بمقدار 60 درجة فأصبح تيار العطل وال Vref في وضع in-phase ، بمعنى أن الphase shift بين VBC وال I fault current هي صفر.



$$\emptyset_{Vpol-}\emptyset_{Ifault} = 0$$

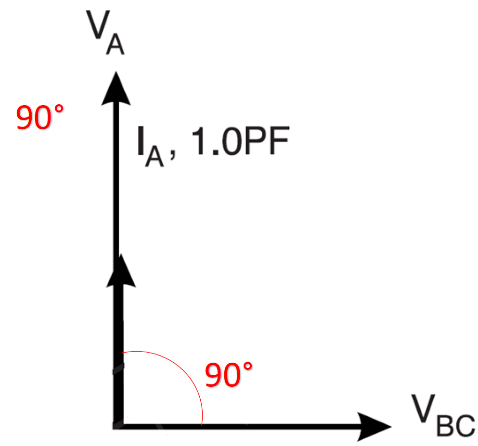
وفي هذه الحالة فإن الforward zone تكون بتعامد الMaximum torque line على zero torque line



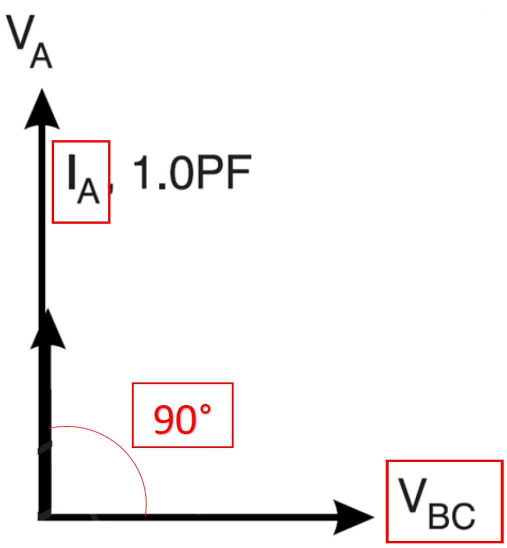


ولاستخراج حدود منطقة ال forward تابع معي خطوات هذا التحليل خطوة بخطوة ..
كما هو ظاهر في الشكل فإن الphase shift بين VBC و I هو 90 درجة ، لذلك فإن هذه التوصيلة تسمى 90 connection

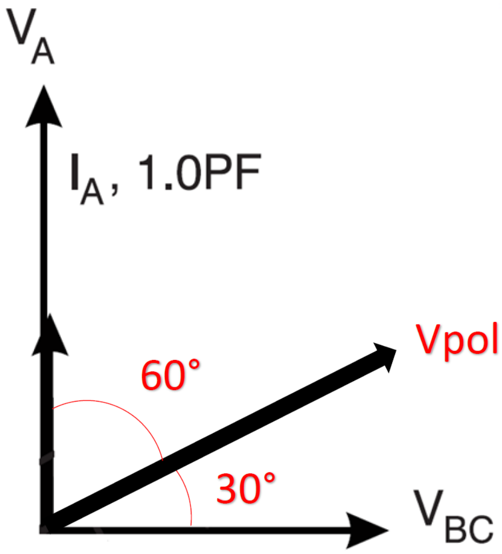
الان بما أن الVBC هي الVref بالنسبة لـIA فهذا يعني أنها يجب أن تكون بزاوية صفر ، دائما الreference يجب أن يكون بزاوية صفر وهي زاوية ثابتة لا تتغير ، فنقوم بعمل shift لل VBC فننقله الى محور X الموجب حتى يكون بزاوية صفر.



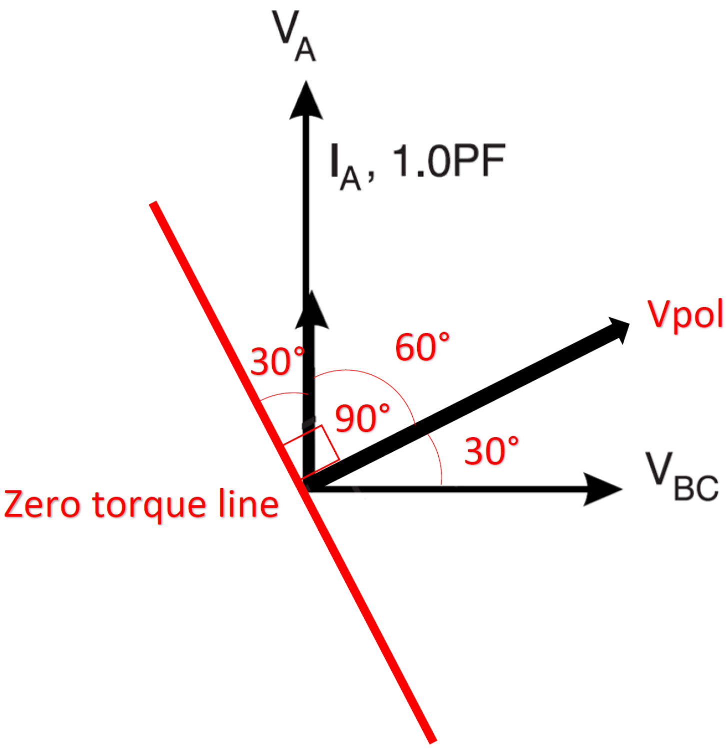
وبالتالي سوف نلاحظ ان الVBC سوف يكون على محور X الموجب ، و عليه فإن IA سوف يكون على محور Y الموجب ، الآن لاحظ معي بأن ال phase shift بين VBC والIA بقي كما هو 90 درجة ، إلا أننا قمنا بعمل rotation فقط لهذا ال phase diagram بعكس عقارب الساعة بمقدار 90 درجة للحصول على Vref بزاوية صفر.



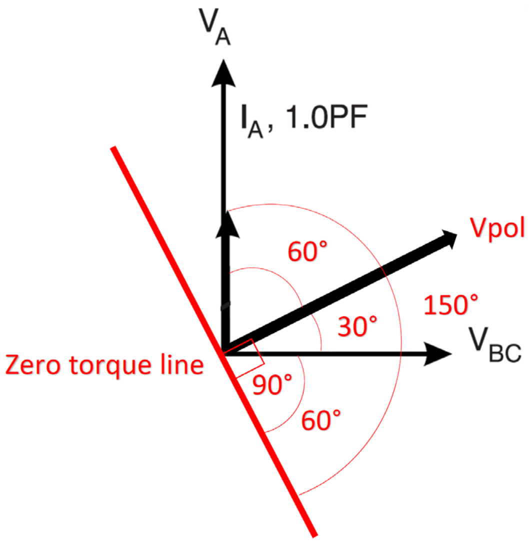
الآن قلنا لكم بأن توصيلة ال90-30 ، سوف تعطيني RCA بزاوية 30 درجة كLeading سوف نقوم بعمل ازاحة للVBC بمقدار 30 درجة ، بمعنى أن هذه الزاوية هي 30 وعليه فإن الزاوية المتممة لها هي 60 درجة.

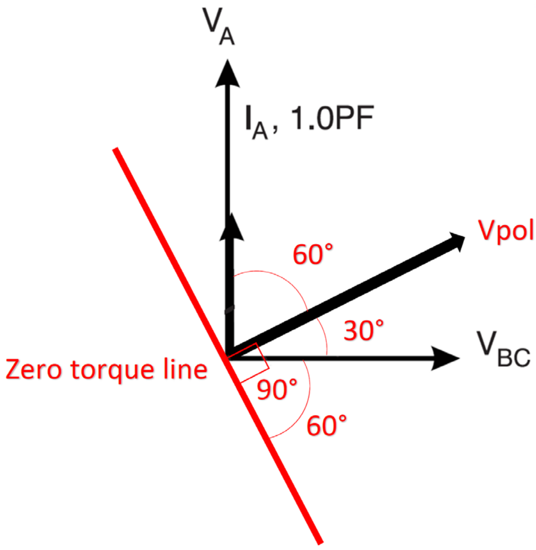


وبسبب تعامد الmaximum torque line على zero torque line الذي باللون الأحمر فإن مقدار الزاوية بينهم هي 90 درجة ، وعليه فإن هذه الزاوية والتي هي 30 درجة على الخط الأحمر هي بداية الforward zone

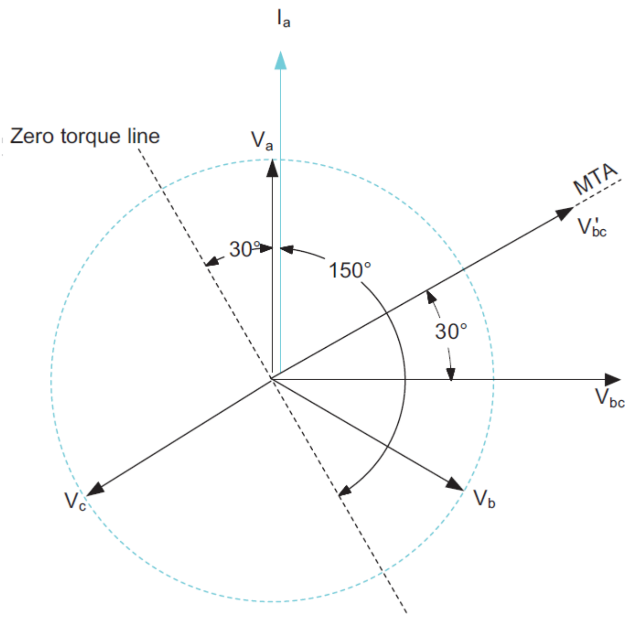


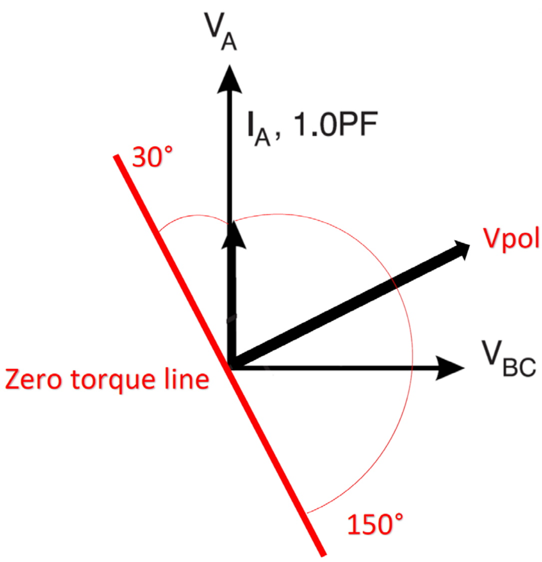
الآن دعونا ننتقل إلى الجهة الأخرى لحدود منطقة الforward zone ، لاحظ أن هذه الزاوية هي 30 درجة والزاوية الكلية هنا هي 90 درجة بسبب تعامد الmaximum torque line على zero torque line ، وبالتالي فإن هذه الزاوية هي 60 درجة ، وهي الزاوية المتممة للزاويا 30 درجة لتصبح 90 درجة ، وعليه فإن هذه الزاوية الكلية أصبحت 60+30+60 ويساوي 150 درجة.



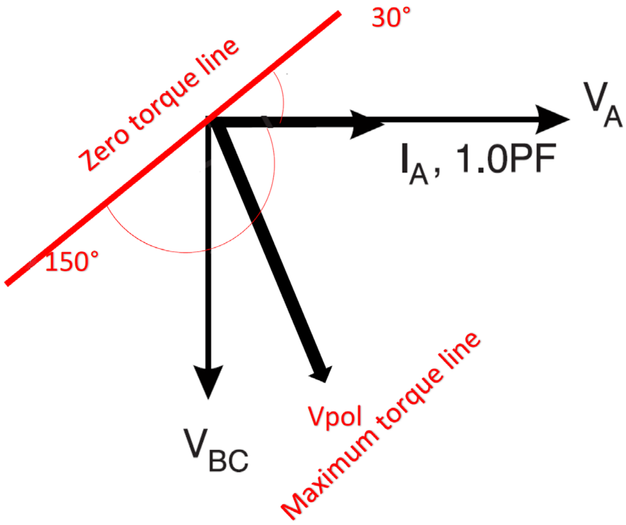


وعليه فإننا نقول بأن الdirectional trip zone تبدأ في حدود أن تكون زاوية تيار العطل من 30 درجة كleading إلى 150 درجة ك lagging

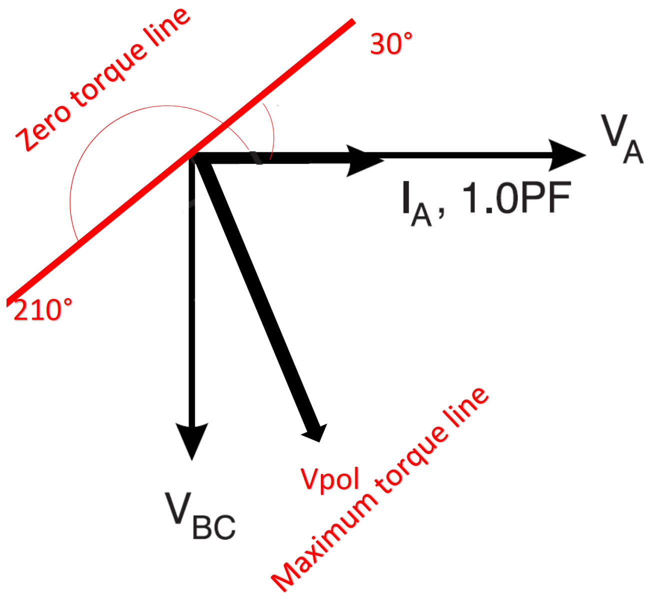




أما طريقة اختبار حدود منطقة الforward zone فتتم من خلال ارجاع الIA الى محور X مرة أخرى ، هنا تكون IA بزاوية صفر مرة أخرى حتى نستطيع اختبارها.



وبالتالي فإنه يمكن التعبير عن حدود منطقة الforward بأنها في حدود من زاوية 30 درجة إلى زاوية 210 درجات ولكن مرورا بالصفر ، بينما الreverse zone تكون من 210 الى زاوية 30 درجة مرورا بال180 درجة.



أما بالنسبة لفحص حدود منطقة الforward للIB فتتم من خلال اضافة 120- درجة على بداية الحدود و 120- درجة على نهاية هذا الحد.

Forward zone for IA=30 to 210

Forward zone for IB = (30-120) to (210-120)

Forward zone for IB=-90-270

أما بالنسبة لفحص حدود منطقة ال forward للIC فتتم من خلال إضافة 120 درجة على بداية الحد وإضافة 120 درجة على نهاية الحد.

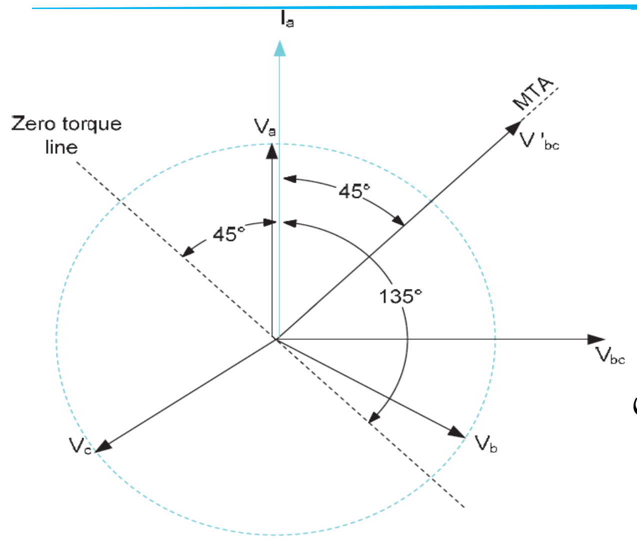
Forward zone for IA=30-210

Forward zone for IC = (30+120) to (210+120)

Forward zone for IC=150-330

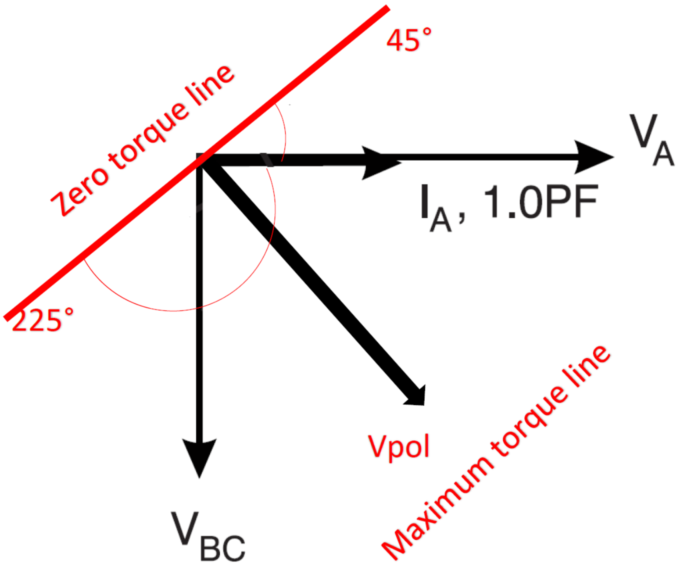
لاحظ بأن هذه الزاويا هي زوايا التيار وليس زوايا الجهد ، بمعنى أن زوايا التيار هي التي نغيرها حتى نختبرها ، وذلك بأننا قلنا بأن الجهد هو ال polarizing signal ، أي هي الإشارة المرجعية ، وإذا قلنا ان هذه الإشارة مرجعية فهذا يعني أنها لن تتحرك أبدا و زاويتها هي صفر دائما.

وينصح باستخدام هذه التوصيلة 30-90 والتي يكون عندها قيمة الRCA هو 30 درجة في الfeeders العادية ، والتي يكون فيه مصدر الzero sequence يأتي من خلف ال relaying point أي من جهة المحول .



أما التوصيلة الثانية أو ال characteristic الثانية المستخدمة في ال directional protection فهي 45 والتي يكون قيمة الRCA فيها هو 45°

ونستخدم فيها نفس التحليل السابق ولكن الفرق هنا أننا نقوم بعمل إزاحة للVBC بمقدار 45° ، بمعنى أن الrelay maximum sensitivity سوف يتحقق اذا حدث عطل نتج عنه تأخر تيار العطل بمقدار 45 درجة حيث قلنا لكم بأن الmaximum torque أو ال maximum relay sensitivity سوف يتحقق اذا كان ال phase shift بين الVBC والتي هي Vpol والIA بعد العطل طبعا يساوي صفر.



وفي هذه الحالة فإن حدود منطقة الforward zone أو يمكن القول حدود منطقة الdirectional zone تبدأ من زاوية تيار العطل من زاوية 45 ك leading إلى زاوية 135° كlagging.

يمكن اختبار حدود منطقة ال forward من بدايتها الى نهايتها من خلال إرجاع ال IA إلى ال X-axis مرة أخرى.

و يمكن التعبير عن هذه الحدود بصيغة أخرى لاختبارها بحيث تكون من زاوية 45° إلى زاوية 225 مرورا بالzero forward zone.

أما حدود منطقة ال reverse zone فتكون من زاوية 225 الى زاوية 45 مرورا بال 180 وينصح باستخدام توصيلة ال 45 - 90 والتي تكون قيمة ال RCA عندها 45° في حماية المحولات بشكل أساسي ، وخاصة إذا كان هناك محولات ممكن أن توصل على التوازي أو يمكن استخدامها في الfeeders التي يكون مصدر الzero sequence أمام الrelay وليس خلفه.

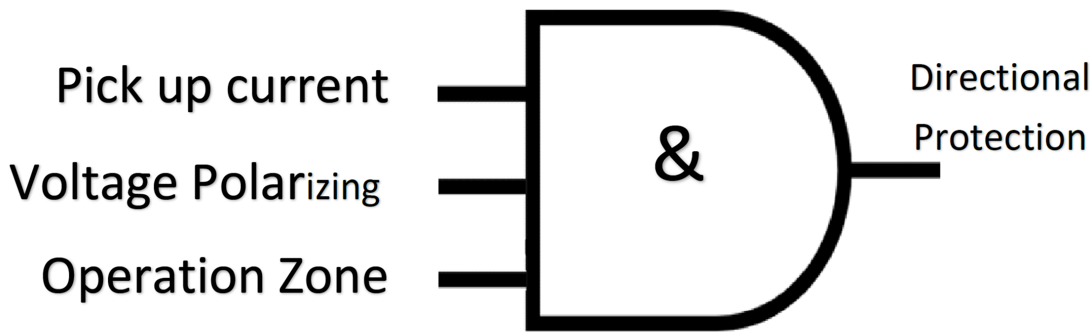
Directional Protection Testing

خلاصة فحص Directional protection relay يتلخص في تحقيق ثلاث شروط عبر : And Gate

الشرط الأول : يجب أن تكون قيمة تيار العطل المار أعلى من pick up current

الشرط الثاني : يجب أن يكون Voltage Polarizing متجاوز ل Settings

الشرط الثالث : يجب أن يكون هذا العطل ضمن Operation zone



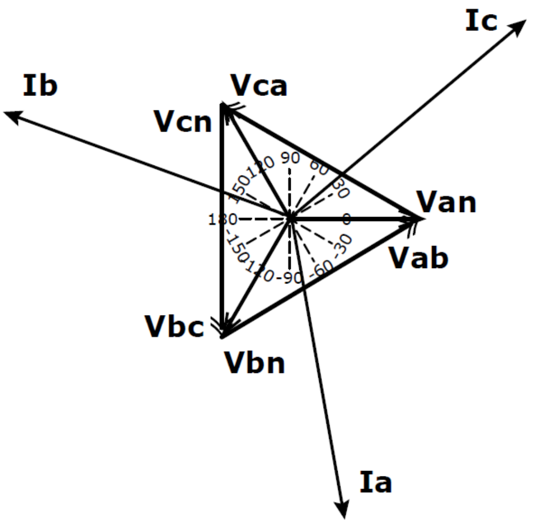
و لاختبار قيمة pick up current ل Directional protection فإننا نقوم بتحقيق شرطين: شرط الفولتية وشرط الزاوية ، ونقوم بتغير التيار لنتحقق من قيمته.

أما لاختبار قيمة Voltage Polarizing ، فإننا نحقق شرط تيار العطل أكبر من pick up current، وأن تكون زاوية التيار في حدود منطقة التشغيل، ونقوم بتغير قيمة الفولت لتحقق من هذه القيمة حسب settings.

أما لاختبار زوايا Forward zone ، فإننا نحقق شرطين الفولتية والتيار، ونقوم بتغير الزوايا حتى نتأكد من أنها تعمل بشكل صحيح.

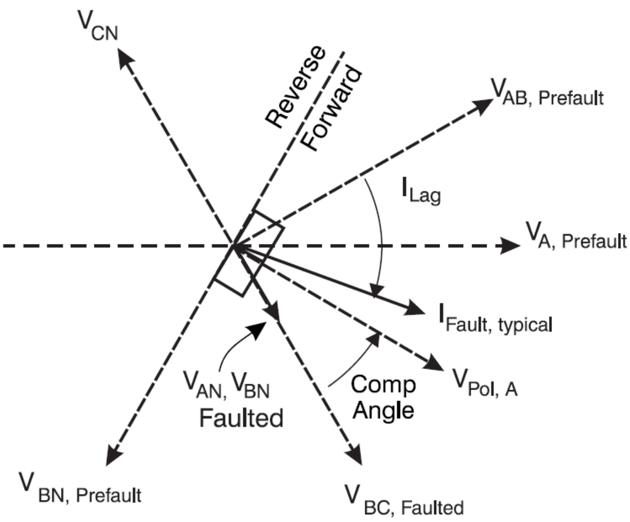
Symmetrical components for directional analysis

هناك حالات كثيرة من الأعطال التي تسبب maloperation ل directional protection، ممن يجعل أداء هذا المرحل غير موثوق به ، صحيح أننا قلنا لكم أن directional Overcurrent relay نثق به أكثر من None directional Overcurrent relay ، ولكن لوحظ بعض الحالات التي لا يعمل عندها الريليه بالشكل الصحيح .



Three-Phase Fault

فمثلا عند حدوث 3-ph fault ينتج عن هذا العطل ارتفاع تيارات وانخفاض فولتيات الأطوار الثلاث معا ، أليس كذلك! فكيف يمكن لي الاعتماد على الجهد ك polarizing signal أو ك reference signal وقيمته منخفضة جدا، كيف يمكن له أن يساعدني بمعرفة اتجاه العطل forward or reverse؟



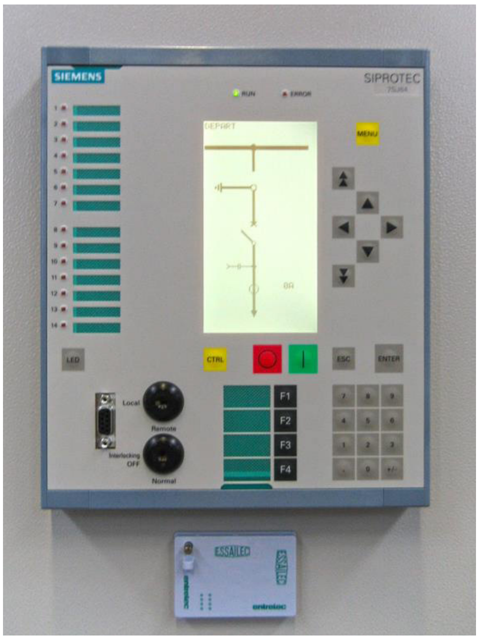
Phase to Phase Fault

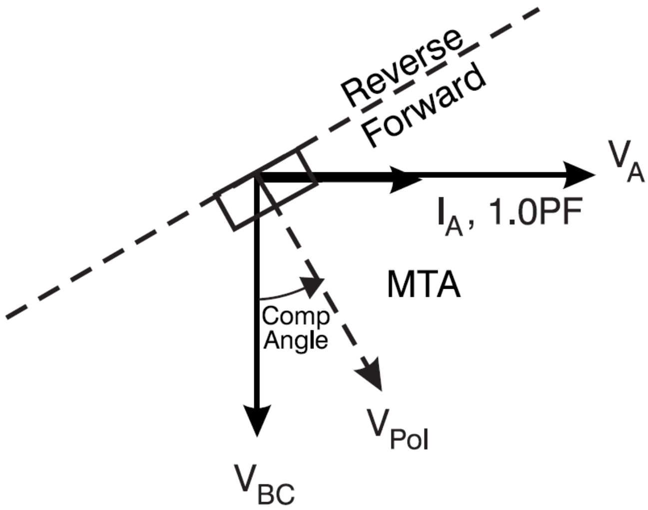
أو نريد أن نعطي مثال آخر، مثلا حدث لدي عطل Photo G ، فإن هذا العطل سينشئ عنه تغير في زاويا الجهود الذي حدث عليها العطل ، وهذا التغير في زوايا الجهود ستغير Forward و Revers zones ، فيظن المرحل أن عطل ال forward هو reverse والعكس صحيح.

أو يمكن أن يحدث لدينا high Impedance fault ويكون تيار قليل جدا أقل من قيمة settings الخاصة ب directional protection علما أنه ال directional protection له ثلاث شروط يجب أن تتحقق جميعا معا وهي ، الفولتية، التيار، الزاوية ، فإذا كان قيمة تيار العطل أقل من I-settings ، فلن يعمل directional protection أصلا.

وعليه فقد بدأ البحث عن أفكار أخرى تتجنب معظم هذه المشاكل، بدأ البحث عن Fixed reference -مرجع ثابت- يعتمد عليه أكثر من قيمة الجهد لتحديد اتجاه تيار العطل، هل هو forward or reverse ؟

ما تم شرحه سابقا هو ما يعرف هو المبدأ الكلاسيكي للحمايات الإتجاهية ، أما Numerical relay الحديثة، فهي تعتمد على مبدأ جديد باستخدام ال symmetrical components لتحديد اتجاه العطل هل هو Forward or Reverse





حيث تم تحديد اتجاه العطل من خلال معرفة زاوية Positive و Negative و Zero sequence **Impedance**.

حيث positive sequence Impedance وهي Z1 فإنها تساوي 3V1/3I1 حيث يتم إلغاء 3 من البسط والمقام فتتصبح تساوي V1/I1. بينما Negative sequence Impedance تساوي V2/12 و Z0 تساوي V0/I0

$$\text{Positive Sequence Impedance "}Z_1\text{"} = \frac{3V_1}{3I_1} = \frac{V_1}{I_1}$$

$$\text{Negative Sequence Impedance "}Z_2\text{"} = \frac{3V_2}{3I_2} = \frac{V_2}{I_2}$$

$$\text{Zero Sequence Impedance "}Z_0\text{"} = \frac{3V_0}{3I_0} = \frac{V_0}{I_0}$$

حيث directional protection باستخدام positive sequence Impedance
يرمز له 67POS أو 67P
بينما directional protection باستخدام negative sequence Impedance
يرمز له 67NEG او 67Q
بينما directional protection ل zero sequence يرمز له 67ZERO أو 67G

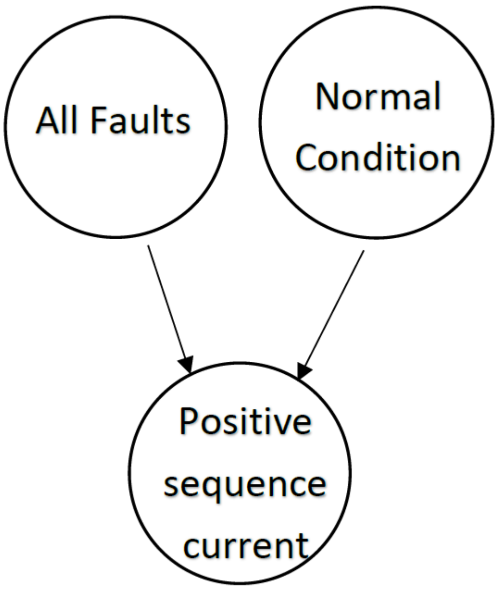
$$\text{Positive Sequence Impedance } Z_1 = \frac{3V_1}{3I_1} = \frac{V_1}{I_1} \rightarrow 67_{\text{POS}} \text{ or "67P"}$$

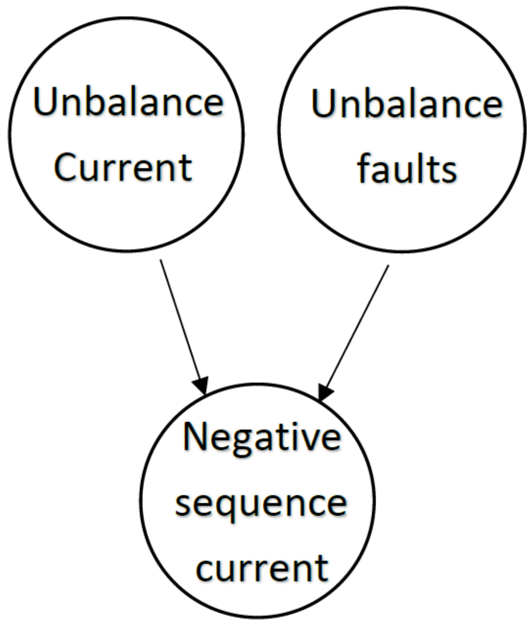
$$\text{Negative Sequence Impedance "}Z_2\text{"} = \frac{3V_2}{3I_2} = \frac{V_2}{I_2} \rightarrow 67_{\text{NEG}} \text{ or "67Q"}$$

$$\text{Zero Sequence Impedance "}Z_0\text{"} = \frac{3V_0}{3I_0} = \frac{V_0}{I_0} \rightarrow 67_{\text{ZERO}} \text{ or "67G"}$$

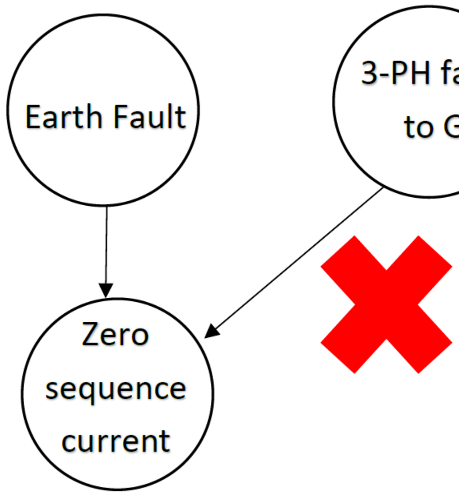
ومن خلال معرفتنا ل symmetrical components، أصبح من المعلوم معرفة أن Positive sequence تظهر دائما في جميع الأعطال ، و تكون موجودة قبل و بعد العطل.
ويمكن أن تظهر positive sequence لوحدها إذا كان العطل balance أو 3-ph symmetrical fault .

بينما negative sequence component تظهر في حالة Unbalance system أو Unbalance faults

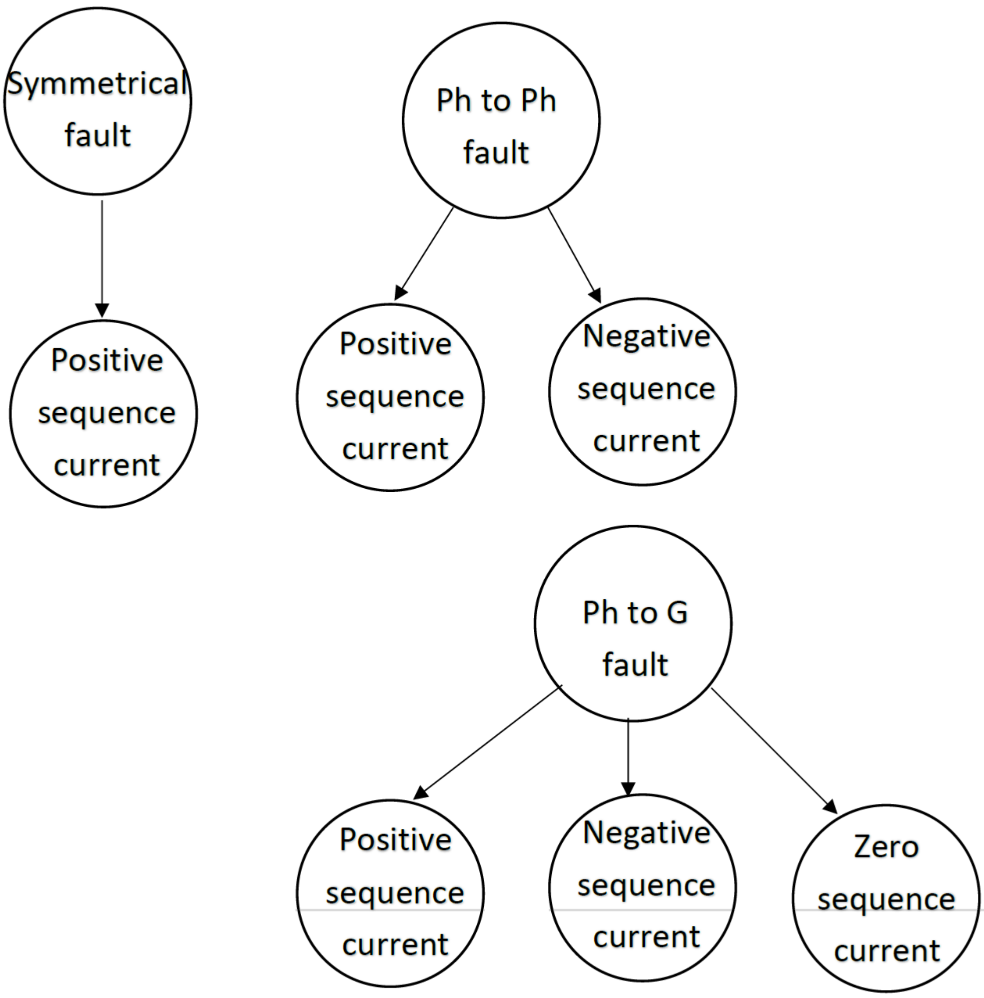




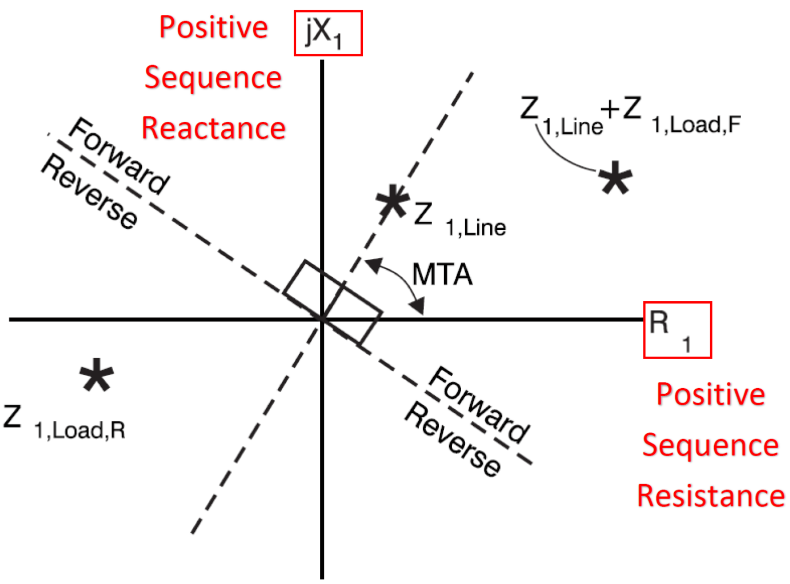
أما zero sequence component فتظهر إذا كانت الأرض جزء من العطل ونقصد بالعطل هنا Asymmetrical Fault حيث إذا حدث 3ph to G fault فلن يكون zero sequence نظريا



وبالتالي مما سبق نقول أنه إن كان لدي symmetrical fault فسيظهر لي positive sequence فقط، أما إذا كان لدي Ph-Ph fault فسيظهر لدي positive و negative sequence ، أما إذا كان لدي Ph-G fault فإنه سيظهر لي negative و zero sequence و Positive

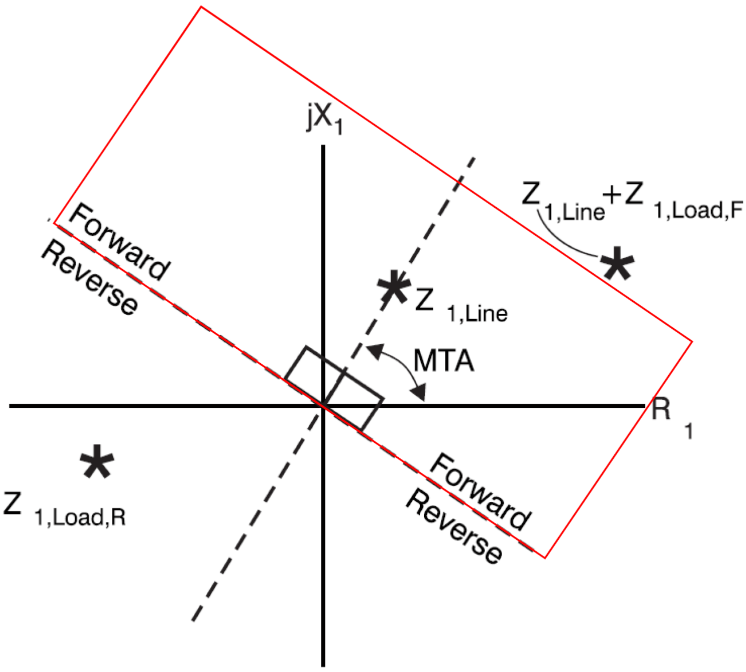


الهدف من استخدام symmetrical components لتحديد اتجاه تيار العطل هو أن قيمتها تزداد بشكل واضح بعد العطل ، وهذا الشيء يساعد الريليه في تمييز العطل بشكل أفضل ، أما الاعتماد على الفولتية فهو مصدر إرباك للريليه حيث أن قيمتها غير ثابتة، وتهبط بشكل كبير أثناء العطل ، فتكون منطقة Forward كما هو ظاهر في هذا الشكل، لاحظ معي بأن x-axis هو ما يسمى positive sequence **resistance** ، بينما y-axis هو ما يسمى positive sequence **reactance**



Z_1 Directionality
(3 Phase Faults and Load Flow)

اتجاه forward بالطبع سوف يكون باتجاه ال positive sequence Impedance الخاصة بالخط والتي تسمى Z1 line

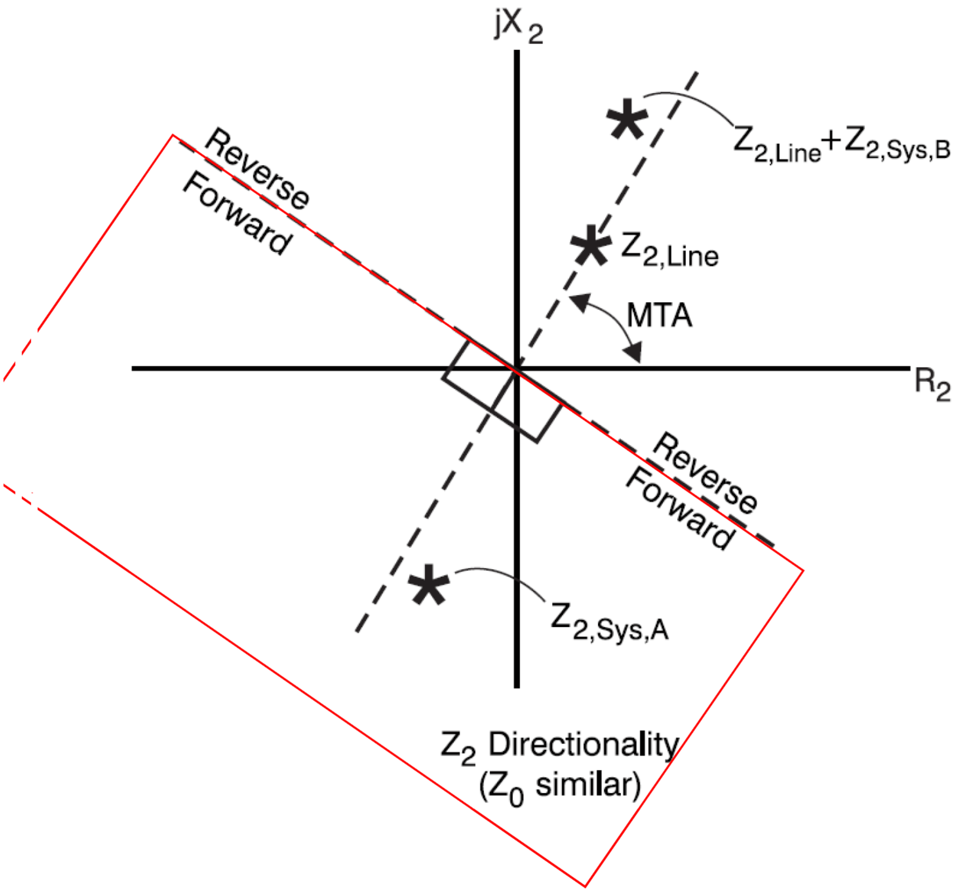


Z_1 Directionality
(3 Phase Faults and Load Flow)

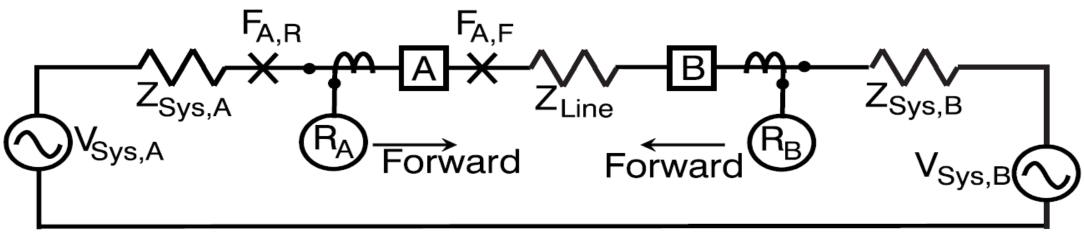
وهنا نقوم باستخدام maximum torque angle بنفس طريقة الاستخدام من قبل، فتكون MTA تدور عكس عقارب الساعة بنسبة ل R-axis كreference أو مرجع للدوران .

وفكرة العمل هنا ، هي قياس زاوية positive sequence Impedance ، فاذا كانت هذه الزاوية ضمن حدود 90+ درجة بالنسبة ل MTA مرورا بالصفر، فهي forward zone ، بينما إذا كانت مرورا ب 180 درجة ، فهي Reverse zone.

أما بالنسبة ل negative sequence Impedance و zero sequence Impedance ، فمن المهم جدا أن تعرف حدود منطقة Forward و Revers منعكسة تماما عما هي ب positive sequence Impedance، وبالتالي إن منطقة forward و Reverse تكونا كما في الشكل .



ويجب التنويه هنا بأن بعض المصنعين يقوم بضرب 1- في negative و zero sequence Impedance ، لكي تصبح حدود منطقة forward ل positive و negative و zero sequence هي نفسها وحتى لا يحدث لبس للمهندسين اثناء الاختبار



$$Z_{0,Relay,Fault\ A,For} = -Z_{0,Sys,A}$$

$$Z_{0,Relay,Fault\ A,Rev} = 1\angle 180^0 \left(-Z_{0,Sys,B} - Z_{0,Line}\right) = \left(Z_{0,Sys,B} + Z_{0,Line}\right)$$

$$Z_{2,Relay,Fault\ A,For} = -Z_{2,Sys,A}$$

$$Z_{2,Relay,Fault\ A,Rev} = 1\angle 180^0 \left(-Z_{2,Sys,B} - Z_{2,Line}\right) = \left(Z_{2,Sys,B} + Z_{2,Line}\right)$$

لأن بعض المهندسين لم يتقبلوا فكرة انعكاس forward و reverse zones بالنسبة negative و positive و جاءت 1- لحل هذه المشكلة.

يفضل عند اختبار زاوية positive sequence Impedance أن نقوم بتغير زاوية الجهد وليس زاوية التيار، فنقوم بتغييرها وإبقاء زاوية التيار عند صفر.

$$\text{Positive Sequence Impedance "}Z_1\text{"} = \frac{V_1\ La}{I_1\ Lb}$$

$Lb=0°$

والهدف من تغيير زاوية الجهد، هو الحصول على الزوايا الصحيحة المطلوبة، فكما هو معلوم I1 *angle of B

وبالتالي Z1 *angle of A-B

$$\text{Positive Sequence Impedance } Z_1 = \frac{V_1 La}{I_1 Lb} = Z_1\ L(a-b)$$

فكما قولنا من قبل فإن حدود منطقة Forward تكون 90+- بنسبة ل MTA مرورا بالصفر

هناك الكثير من القضايا والافكار الخاصة ب directional protection والتي لا يمكن حصرها هنا كاملة مثل :

OTHER ISSUES:

1- *Memory Polarization*

2- *Close in to Fault Logic*

3-Superimposed Components

ولمزيد من المعلومات حولها يمكنكم مراجعة الأوراق والأبحاث العلمية ل IEEE وال Relays manual

Directional Overcurrent Relaying (67) Concepts

John Horak, *Member, IEEE*
Basler Electric

Abstract – **Directional overcurrent relaying (67) refers to relaying that can use the phase relationship of voltage and current to determine direction to a fault. There are a variety of concepts by which this task is done. This paper will review the mainstream methods by which 67 type directional decisions are made by protective relays. The paper focuses on how a numeric directional relay uses the phase relationship of sequence components such as positive sequence (V_1 vs. I_1), negative sequence (V_2 vs. I_2), and zero sequence (V_0 vs. I_0) to sense fault direction, but other concepts such as using quadrature voltage (e.g., V_{AB} vs I_C) are included.**

Index Terms: **directional relaying, sequence component, negative sequence, zero sequence, 67, 32, quadrature voltage.**

lagging current conditions rather then 1.0 power factor conditions. One approach, seen in Fig. 1, is to phase shift the voltage signal so that the relay's internal voltage signal ($V_{Polarity}$, abbreviated as V_{Pol}) is in phase with current when current lags the 1.0 power factor condition by some setting, typically between 30^0 and 90^0. The angle setting is commonly referred to as the maximum torque angle, MTA. In some designs of this concept, the current signal is skewed rather than the voltage signal. In some designs, other phase voltages are used. For instance, I_A could be compared to V_{AB}, V_{CA}, V_{BN}, or V_{CN}, and the detection algorithm would work, though the quadrature voltage V_{BC} gives the most independence of the voltage signal from the effects of an A-N, A-B, or A-C fault.

NEGATIVE-SEQUENCE IMPEDANCE DIRECTIONAL ELEMENT

Bill Fleming
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
Pullman, WA USA

INTRODUCTION

The SEL-321 Relay contains an innovative directional element which uses traditional negative-sequence quantities in a somewhat different fashion than traditional negative-sequence directional elements. This paper describes, and provides a method for testing, this new directional element.

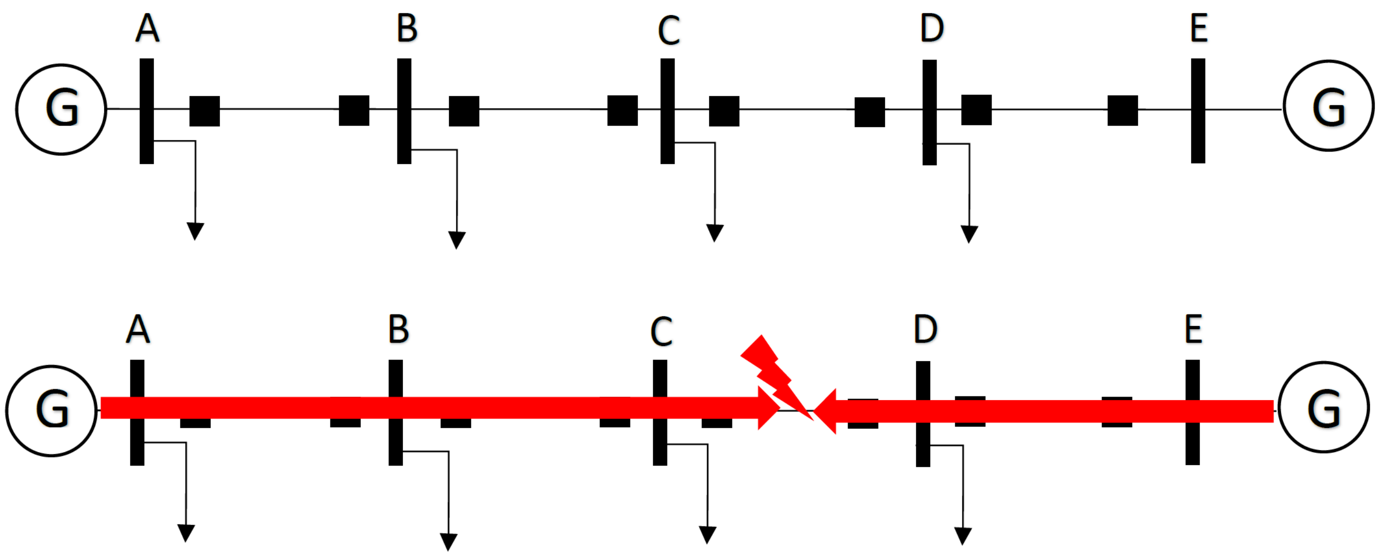
WHAT IS NEGATIVE-SEQUENCE AND WHY DO WE USE NEGATIVE-SEQUENCE FOR DIRECTIONAL ELEMENTS?

Negative-sequence is one of three quantities used in the symmetrical component analysis of three-phase power systems. Symmetrical components are used to calculate unbalanced conditions on a three-phase system using only a single-phase calculation. This greatly simplifies the process of calculating fault quantities for phase-to-phase, phase-to-ground, and phase-to-phase-to-ground faults on power systems.

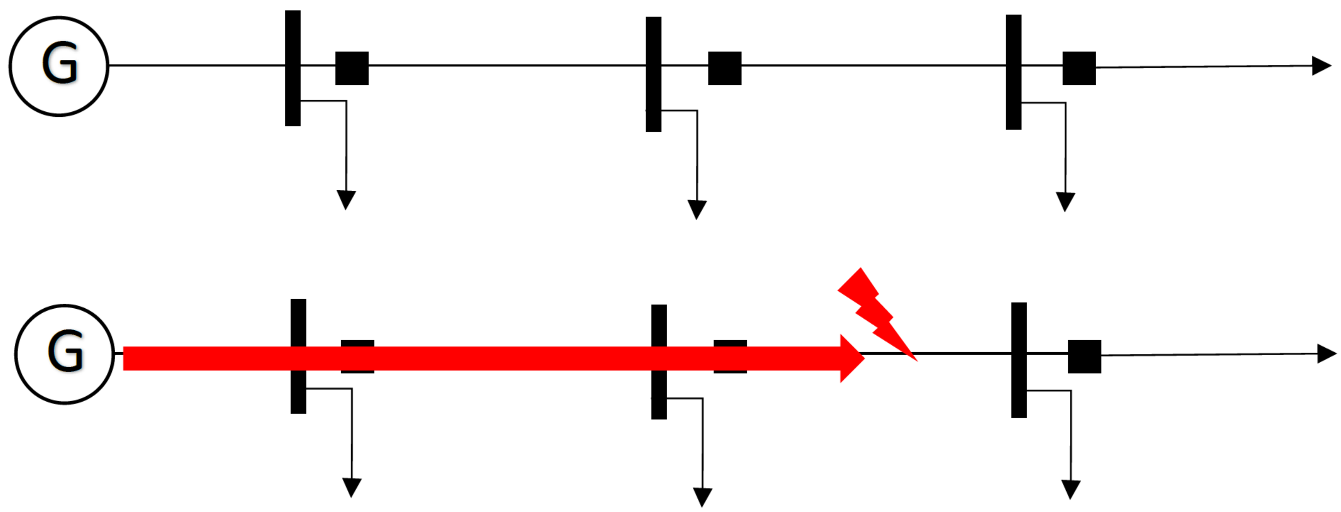
Application of directional relays

أما بالنسبة لطريقة التنسيق بين الحمايات الموجودة في radial network -الشبكة الشعاعية -التي يتم تغذيتها من double sources فيتم كالتالي :

الآن لاحظ معي أنه عندما يكون لدي two sources ، فمن الضروري جدا وجود قاطعين عند بداية ونهاية كل خط ، و ذلك لاحتمال تغذية العطل من الجهة المقابلة في حال فصل قاطع واحد فقط .

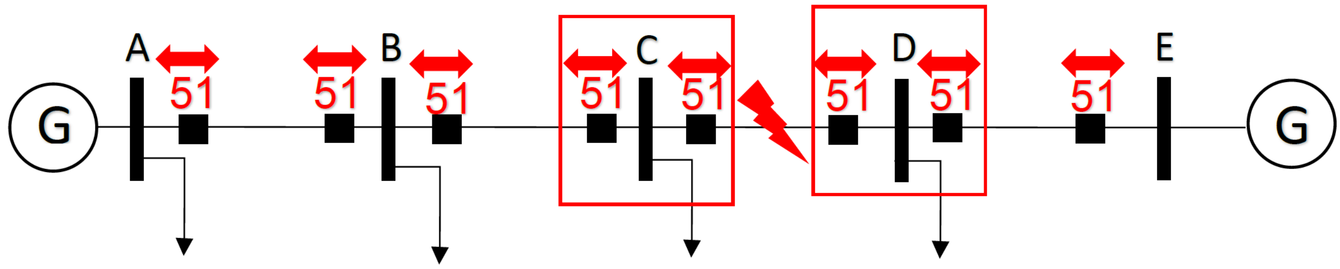


بينما لو كان لدي فقط one source ، فيمكن حينها وضع فقط قاطع واحد فقط .

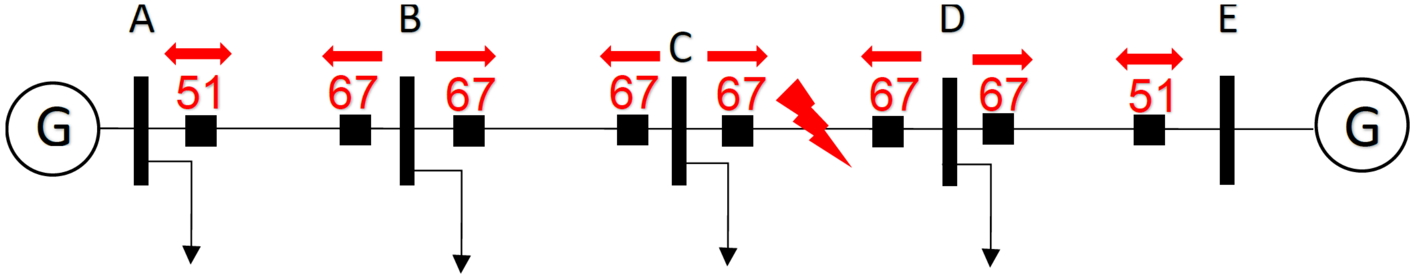


الهدف المطلوب من التنسيق بين هذه الحمايات هو تحقيق مبدأ selectivity -الانتقائية-، بحيث اذا حدث عطل ما ، فإنه يجب فصل منطقة العطل فقط وترك بقية الشبكة مستقرة دون أي تأثير ، و لتحقيق ذلك بشكل سليم ، تابع معي الشكل التالي.

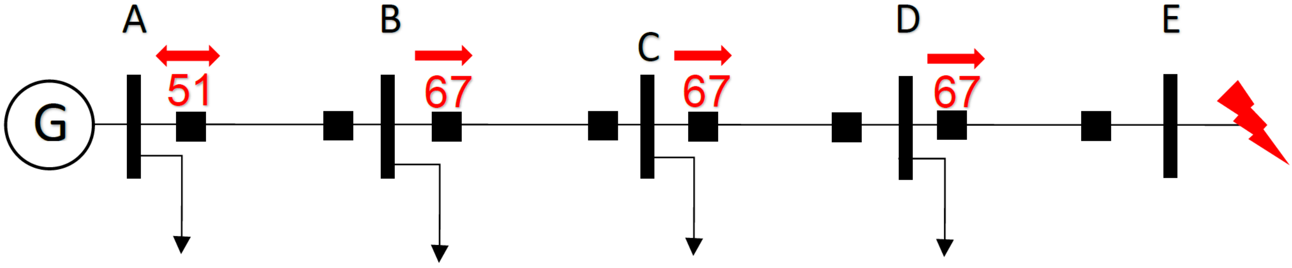
لاحظ أنه لو كانت الحماية المستخدمة None directional overcurrent وحدث عطل كما في الشكل ، فإننا سنواجه مشكلة التنسيق بين المرحلات القريبة من العطل فمن يفصل قبل من؟ .



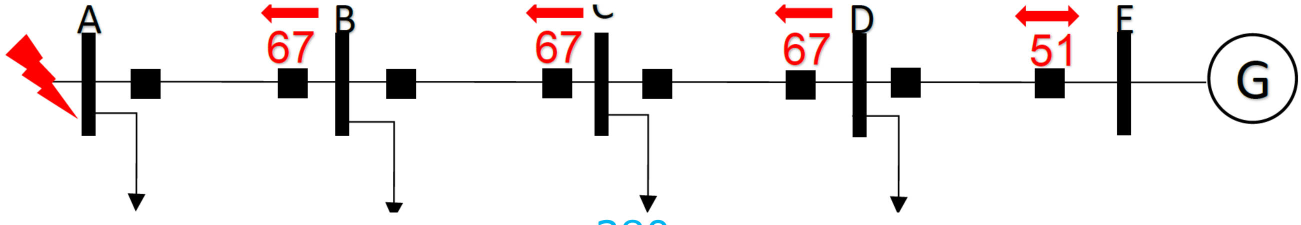
لذا يفضل استخدام directional بحيث يفصل المرحل على العطل الذي يراه أمامه فقط ، ولا يفصل على أي عطل خلفه مهما كانت قيمته.



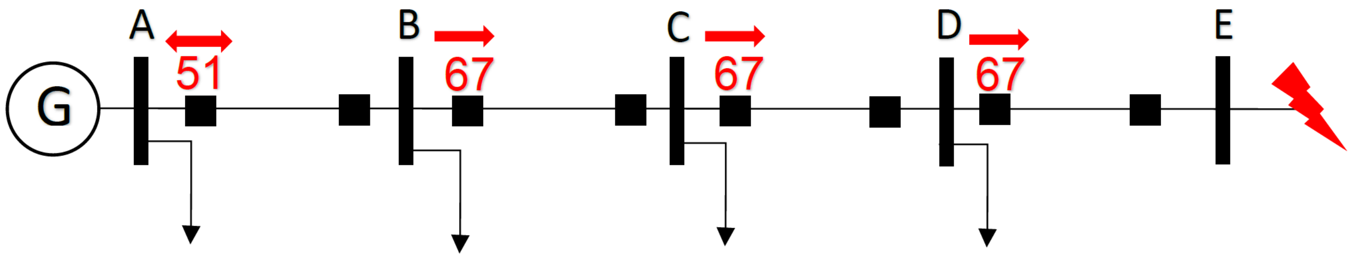
هنا نقوم بعمل تنسيق زمني بين كل المراحلات التي ترى العطل بشكل Forward على حدى إذا حدث العطل من هذه الجهة .



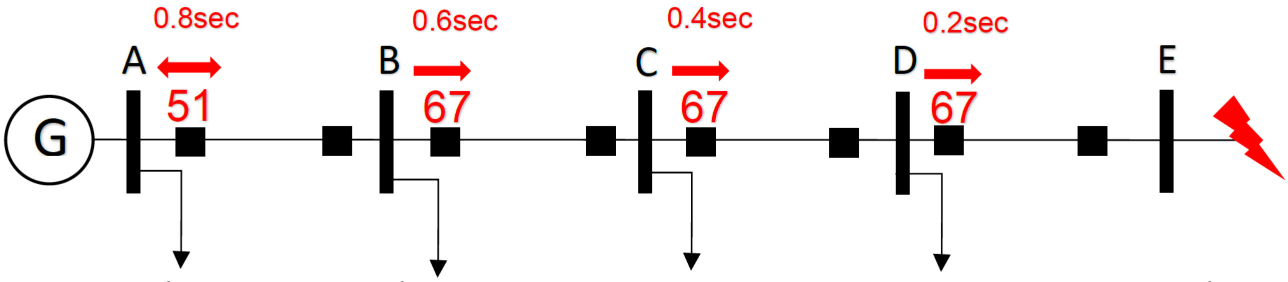
ومن ثم نعمل تنسيق زمني آخر لكل المرحلات التي ترى العطل أمامي إذا حدث العطل من الجهة



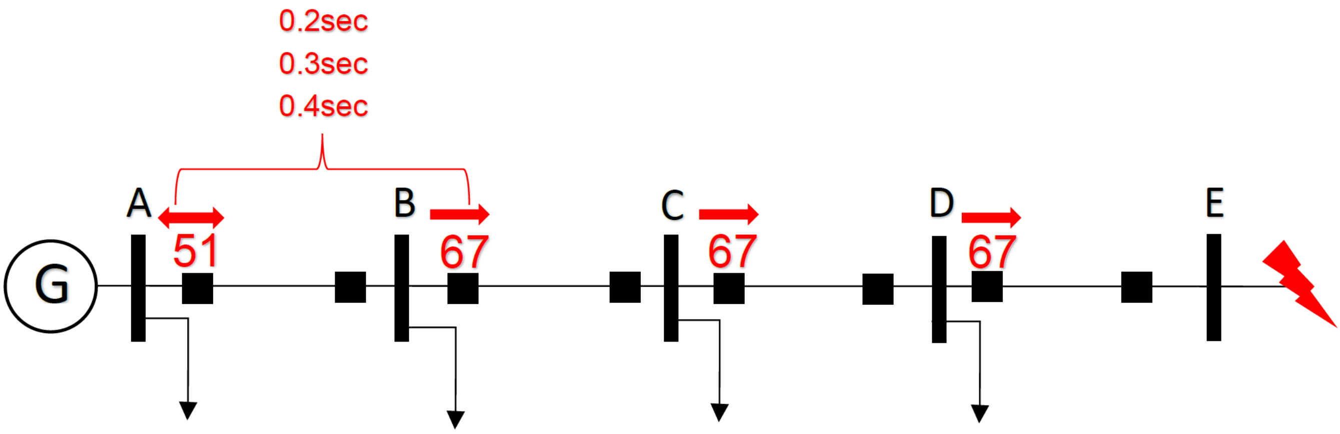
وبالتالي نقوم بعمل تنسيق زمني لهذا المرحل A مع B مع C مع D من جهة اليسار ، حيث نبدأ دائمًا من البعيد عن المصدر أو القريب من العطل الذي يأخذ أقل زمن فصل.



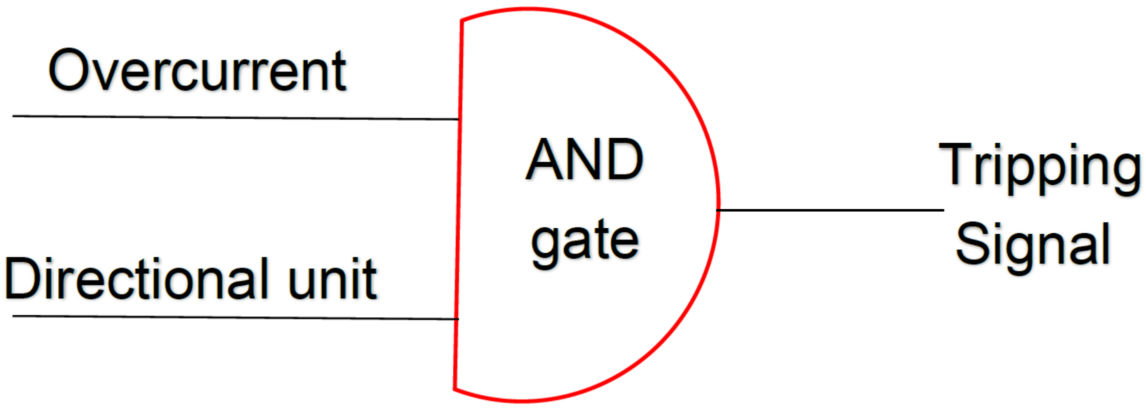
فيكون زمن الفصل هنا 0.2 Sec ونيضف 200 mec لكل مرحلة وما يليها ، فيكون هذا 0.2 sec وهذا 0.4 sec وهذا 0.6 sec وهذا 0.8 sec بالترتيب .



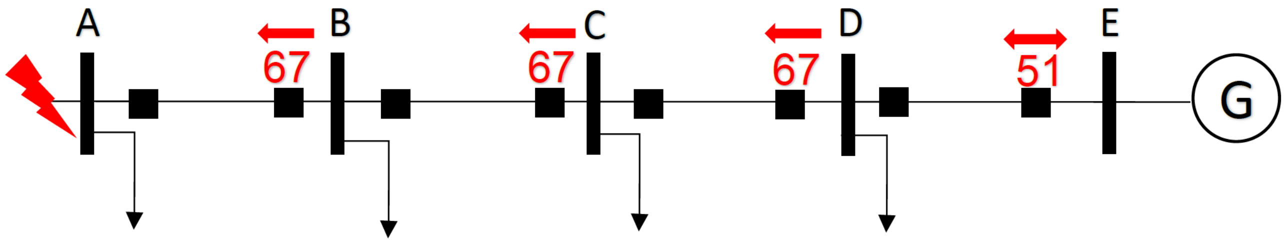
ويمكنك أن تضع الهامش الزمني ، بحيث يكون 200 msec أو 300 msec أو 400 msec كما قلنا من قبل.



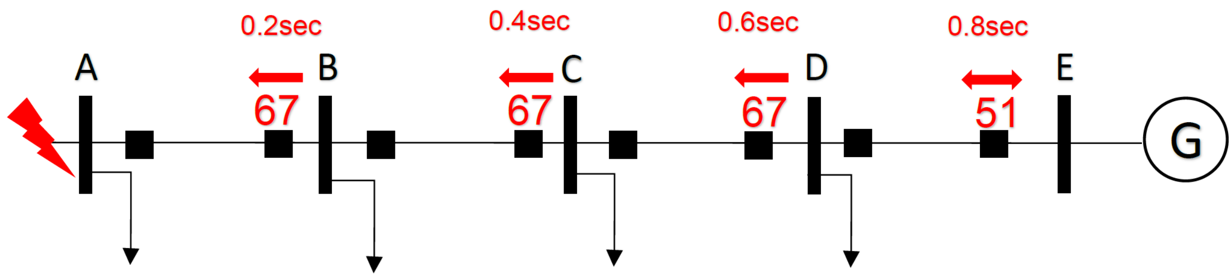
لاحظ أننا نستخدم هنا definite time curve ويمكن لنا أيضا استخدم inverse time curve وهو الأفضل أكيد كما تم شرحه من قبل ، لاحظ أن directional overcurrent هو overcurrent عادية ولكن تم اضافة directional unit له.



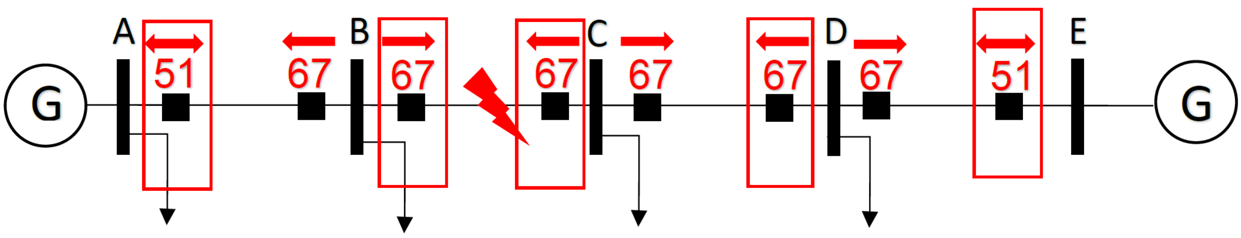
و من ثم نقوم بفرض أن نقطة العطل بالجهة الاخرى هنا ، ويتم تغذيتها بهذا الشكل من second source.



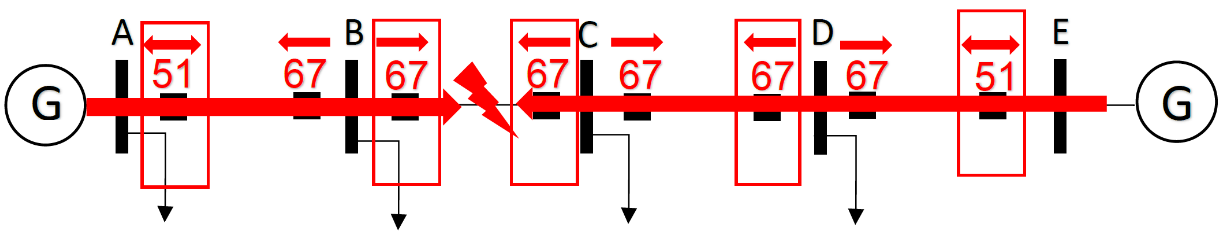
فيكون زمن الفصل لأقرب نقطة للعطل هو أقل زمن ممكن ، فيكون هذا المرحل يفصل بعد 0.2 sec وهذا بعد 0.4 sec وهذا بعد 0.6 sec باضافة 0.2 se بين كل مرحلتين وهذا بعد 0.8 sec.



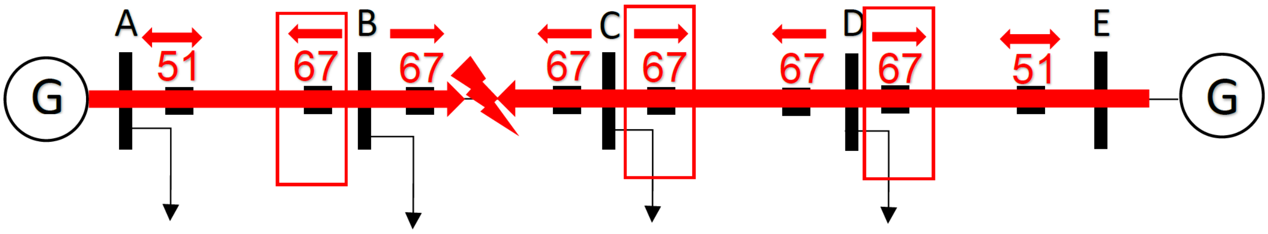
فإذا حدث عطل هنا في هذه النقطة ، فإن هذه المرحلات كلها سوف ترى العطل كأنه أمامي ، ذلك لأن التيار سيمر بها جميعا.



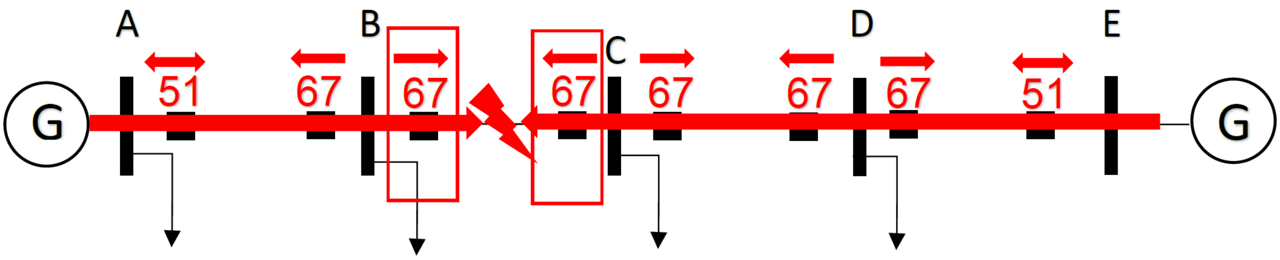
لاحظ معي اتجاه تدفق تيار العطل حيث سوف يتم تغذية العطل من المصدرين في ءان واحد



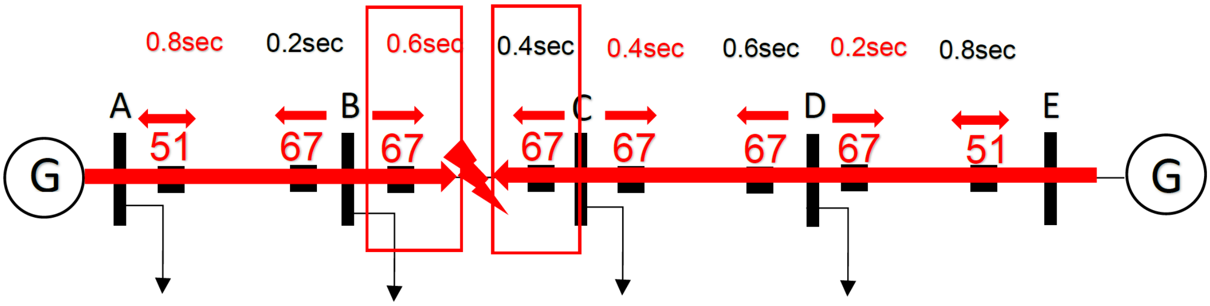
ولاحظ معي أيضا أن هذه المرحلات لن تشعر بالعطل أصلا ، وذلك لأنها reverse بالنسبة لها ، فالعطل يقع خلفها ، وليس أمامها



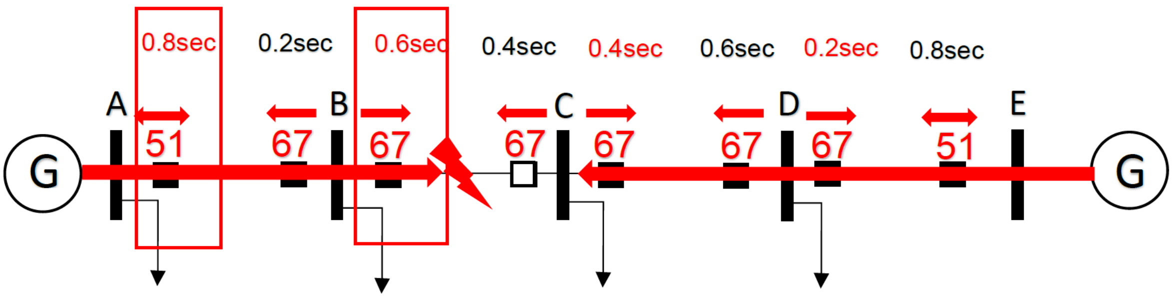
المطلوب هنا هو فصل الكيبل الذي حدث عليه العطل فقط ، وهو الكيبل الممدود بين BB-B و BB-C ، وذلك من خلال فصل الCB بداية ونهاية الكيبل.



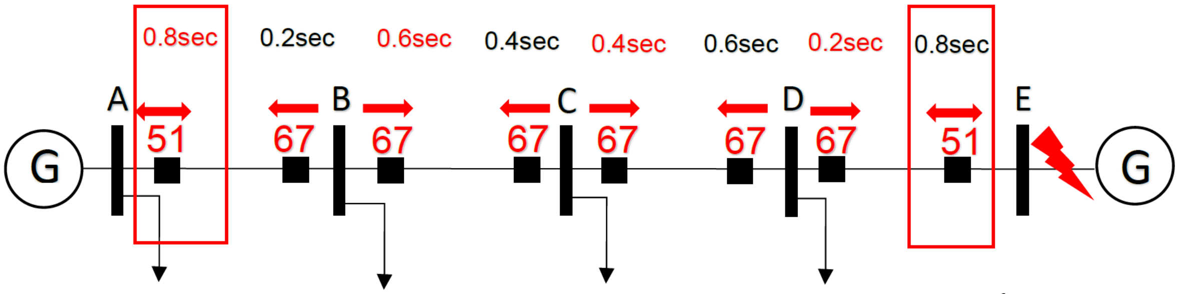
فسوف يفصل CB على BB-C أولا لأنه الأسرع زمنا بنسبة للعطل بين مجموعته ، وهو زمن 0.4 sec ، بينما زمن الفصل لهذا للمرحل على BB-B الذي يرى العطل أيضا هو 0.6 sec.



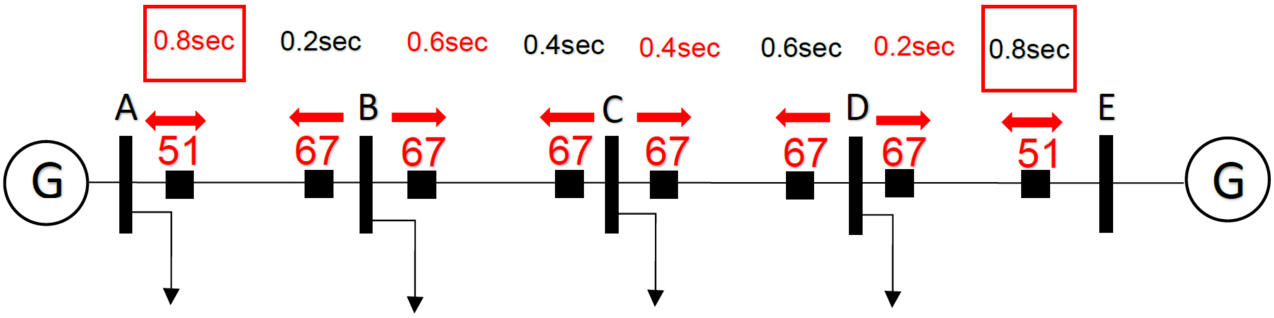
ومن ثم سوف يفصل هذا المرحل ثانيا بعد زمن مقداره 0.6 sec ، وسيفصل المرحل على BB-B قبل المرحل على BB-A لأن زمن فصله 0.6 sec أسرع بينما الأخر زمن فصله هو 0.8 sec.



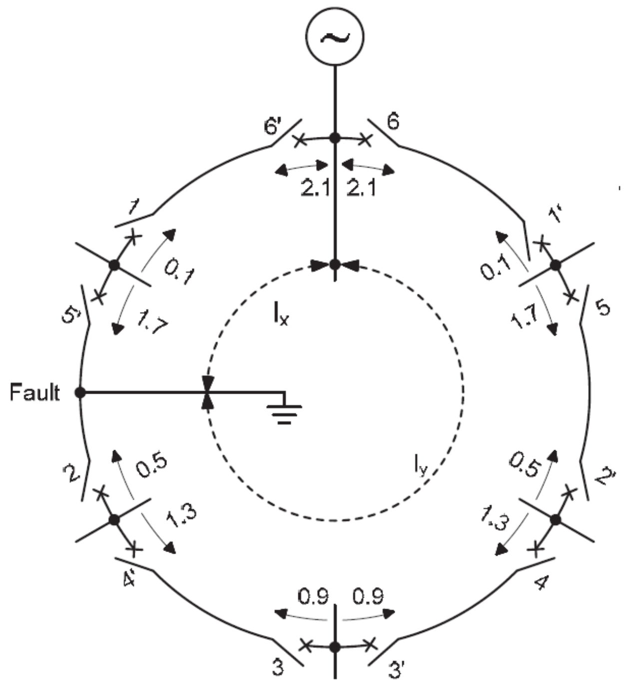
لاحظ معي أن هذه المرحلات ، والتي هي بجانب المصدر ، غير ملزمة باستخدام directional protection ، لأنه في حال حدوث عطل في هذه المنطقة فإنه يجب أن يفصل سواء كان العطل أمامي أو خلفي لخطورته وقربه من المصدر



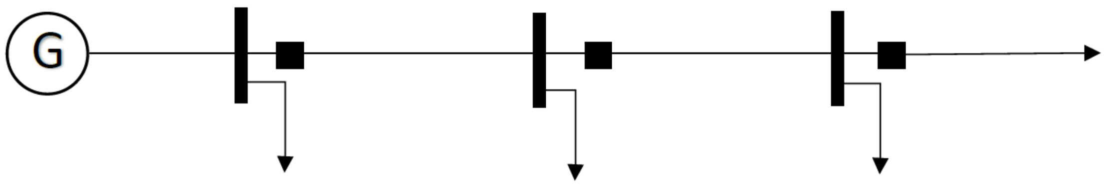
ويمكن ملاحظة أن زمن فصل العطل هنا عالي جدا بالنسبة لغيره من المرحلات ، وهذا أحد سلبيات ال definite time للتنسيق بين المرحلات .



أما التنسيق الزمني ل single infeed ولكنه Ring system ، فيتم أيضا تركيب قاطعين في بداية ونهاية الخط .



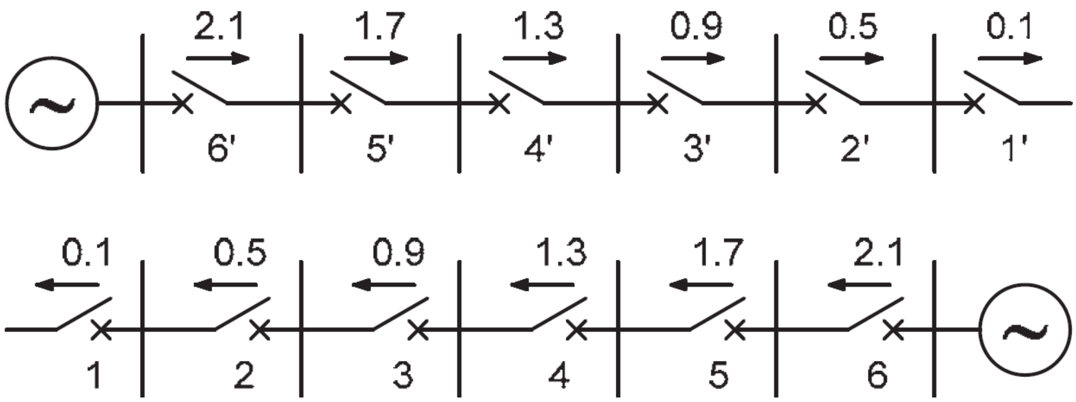
وذلك لأن العطل في هذا Ring سيتم تغذيته من جهتين ، حتى لو كان هناك مصدر واحد ، لكن طريقة توصيل Ring تجعل له تغذية من جهة أخرى ، إذن نحن نضع CB واحد فقط للخط ، في حال كان لدي مصدر تغذية واحد فقط وفي حال Radial Network .



أما بالنسبة لتنسيق الزمني في حالة استخدام Ring system فيكون بنفس الفكرة التي ذكرناها سابقا .

حيث نقوم بتقسيم الدائرة إلى جزئين :

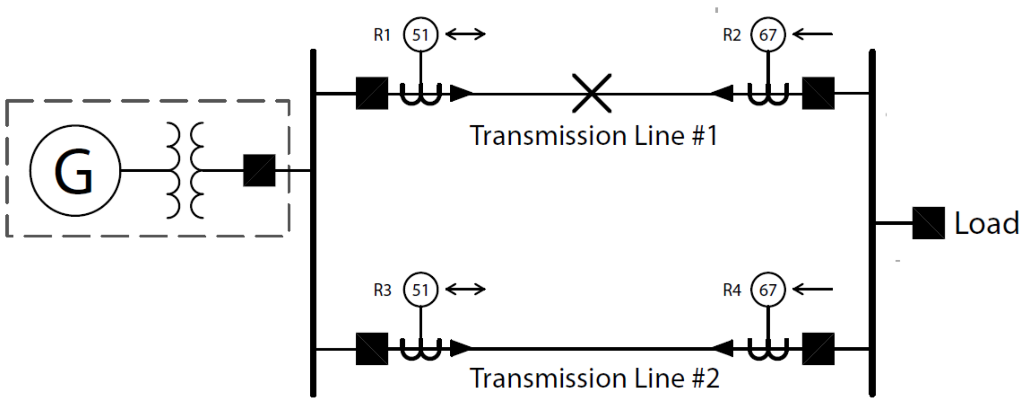
الجزء الأول التنسيق الزمني بين كل المرحلات التي ترى العطل أمامي إذا العطل في جهة اليمين ، وتنسيق زمني آخر اذا كل المرحلات التي رأت العطل أمامي إذا كان العطل في جهة اليسار .



ووضع time grading لكل مرحلة والتي تليها من 0.2 الى 0.4 sec ، تستطيع اختيار أي قيمة بينهما ، أما بالنسبة للمرحلات القريبة من المصدر ، فيجب أن تكون none directional وذلك لتتمكن من شعور الأعطال التي أمامها وخلفها جهة المصدر .

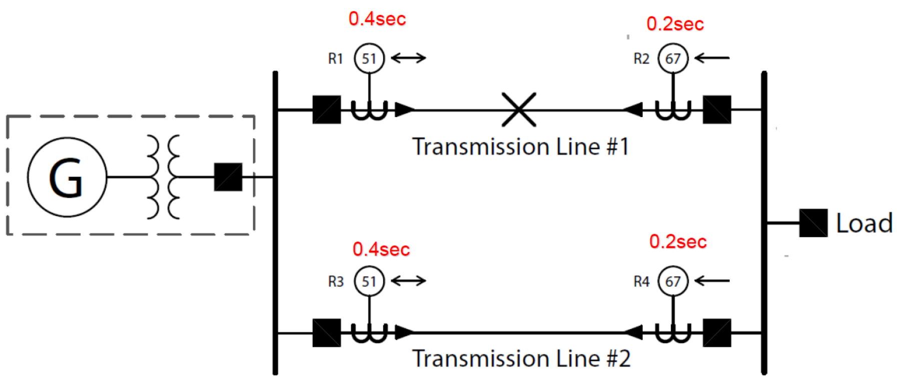
ويمكن ملاحظة هذه الأسهم الصغيرة الظاهرة فوق هذه المرحلات التي تدل على اتجاه تشغيل directional protection .

أما طريقة التنسيق الزمني في حالة parallel lines فتعتبر هذه حالة خاصة من حالات Ring system .



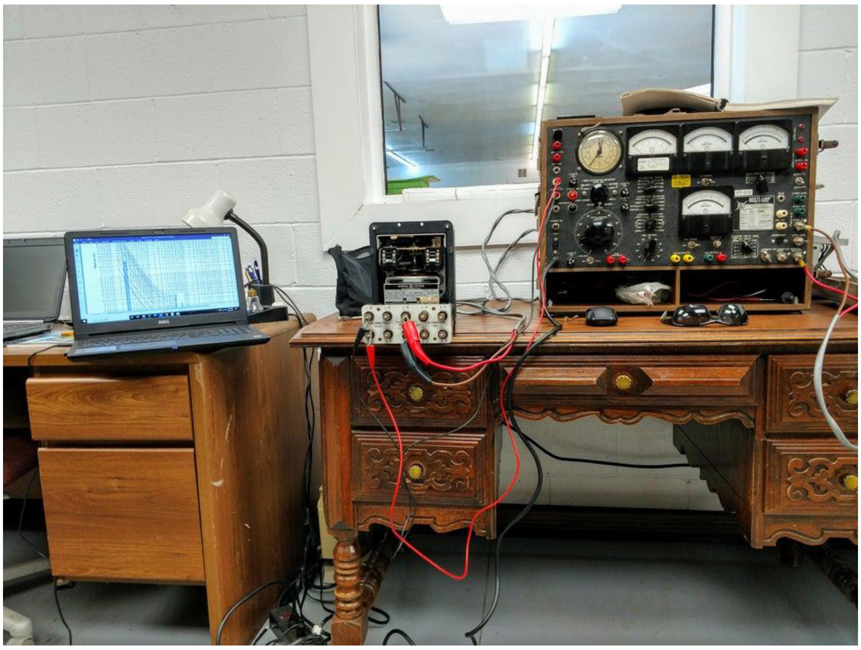
وهذه الحالة بالذات قمنا بشرحها بالتفصيل سابقا ، وعليه فإن هذان المرحلان يستخدمان ك Directional protection وهما القريبان من الحمل ، أما هذان القريبان من المصدر فيستخدمان ك non directional protection .

ونقوم بعمل تنسيق زمني ب Transmission line 1 بحيث يكون هذا sec 0.2 وهذا sec 0.4 وكذلك الأمر في Transmission line 2 هذا sec 0.2 وهذا 0.4 .

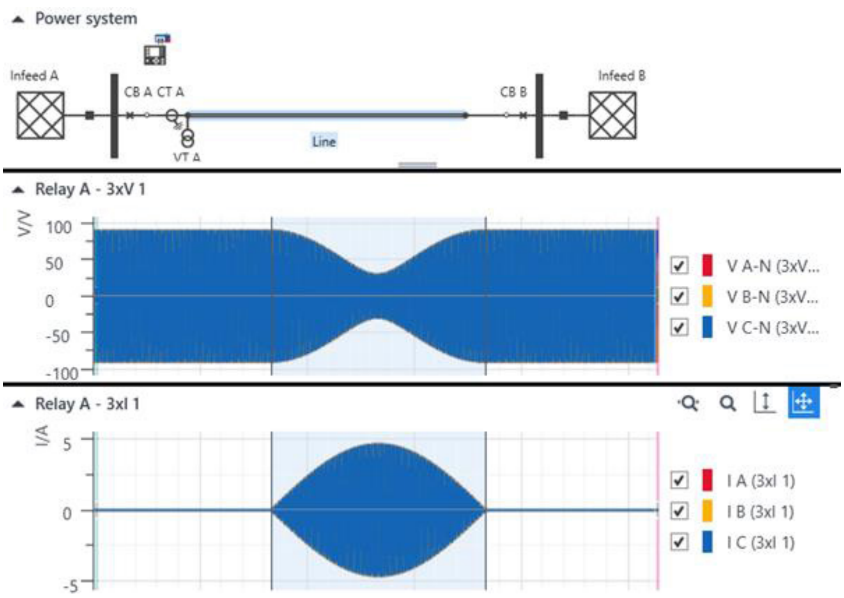


والتنسيق الذي قمنا بعمله بين directional overcurrent و none directional over-current في كل الأنظمة السابقة ، نعود بعمله مرة أخرى بشكل مستقل ل directional EF و none directional EF ، ومن خلال هذا التنسيق الزمني بين المرحلات المختلفة ، فإننا نضمن لكم تحقيق أهم متطلب من متطلبات الحماية، وهو Selectivity ، بالإضافة لتحقيق أهم هدف من أهداف شركات الكهرباء، وهو تغذية مستمرة عالية الجودة .

الآن سنشرح لكم طريقة اختبار Overcurrent و Earth fault protection وكيفية التجهيز لهم بشكل عملي ، قديما كانت Relay Testing محدودة بوجود معدات الاختبار ، ولم تكن معدات الإختبار منتشرة ، أي اذا كانت هذه المعدات موجودة فإننا نقوم بالاختبار ، وإذا لم تكن موجودة تبقى المرحلات بدون اختبارات لفترات طويلة ، وحينها كانت المرحلات الكهروميكانيكية هي المستخدمة .



أما حديثا، فالمرحلات الرقمية المستخدمة هي ذكية ومعقدة شيء ما ، و كمية settings المستخدمة فيها كبيرة جدا ، وتحتاج ل Testing equipment أيضا ذكية لتتعامل معها . وعليه فإنه يجب عمل محاكاة حقيقة للعطل ، حتى يتفهم المرحل أن هذا عطل حقيقي ويفصل وإلا بقيت تحقن دون عمل المرحل أبدا .



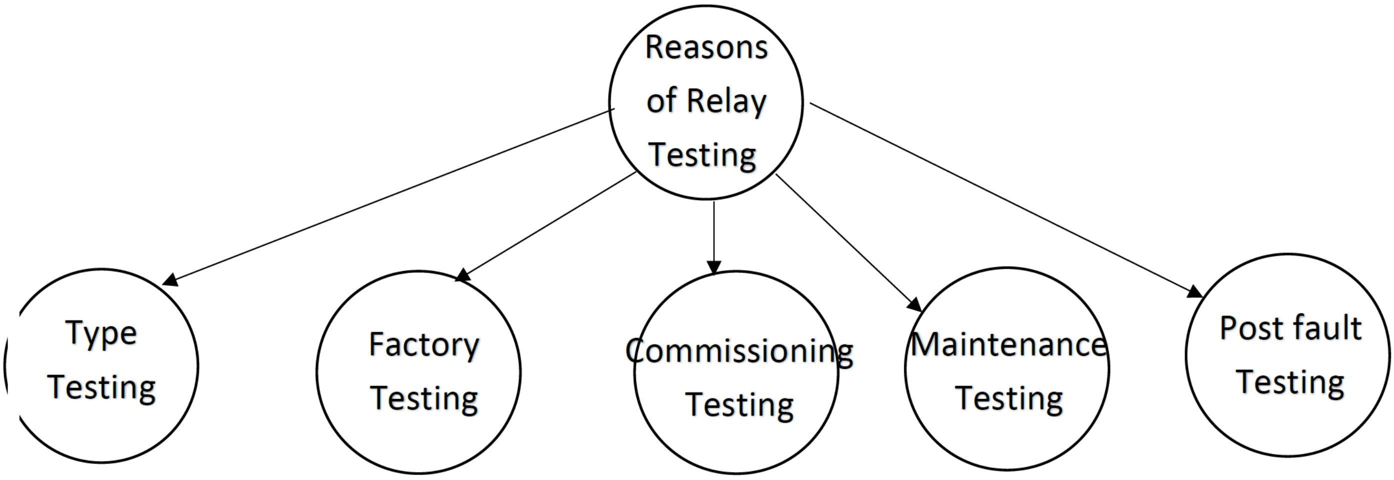
فإذا لم تكن مدرك كمهندس ، لمعظم هذه ال settings الموجودة في المرحلات الرقمية ، فإنك ستتفاجئ بأن هذا المرحل أحيانا يعمل وأحيانا لا ، وكأنك في صحراء قاحلة أمامه . قديما كانت أصعب المرحلات الكهروميكانكية لا يحتاج أكثر من يوم لاختباره ، أما المرحلات الرقمية حاليا تحتاج أيام لاختبار جميع logic فيها .

ومن هنا أصبح مهندسون Testing and commissioning ، ينقسمون إلى قسمين داخل المحطة Operation T&C engineer و Protection T&C engineer .

مهندس التشغيل هو الذي يمكنه تطبيق خطوات الاختبار للمرحل ، بينما protection engineer الحقيقي هو من يقوم بوضع خطوات الحماية ، مهندس التشغيل هو من يقوم فقط بضغط زر التشغيل وليس له علاقة بالنتائج ، أما مهندس الحماية هو الذي يقرأ دليل الاستخدام والمخططات ويحلل النتائج إما صحيحة أو خاطئة .

هناك خمس مراحل يمر بها كل مرحل أثناء اختباره :

المرحله الأولى تسمى type Testing ، والثانية تسمى Factory testing ، والثالثة تسمى commissioning testing ، والرابعة تسمى maintenance Testing والخامسة تسمى troubleshooting أو تسمى ب post fault Testing



بالنسبة ل **type testing** فهو اختبار يقوم به المصنع ، لإثبات أن هذا المرحل قادر على دخول سوق العمل بشكل قوي ، واكتشاف جميع الاعطال في المصنع .

وهذا الإثبات يكون End user مثل شركات الكهرباء وغيرها من الشركات الخاصة ، لهم القرار النهائي بقبول هذا المرحل أو رفضه ، فإذا قبلوا به فإنه يوضع في قائمة relay approval list .

وبالطبع لقبول أي مرحل من ال end user فإنه يمر بمراحل كثيرة ، و قد تكون معقدة أحيانا ، وتتم خلال هذه المراحل اختبار جميع السيناريوهات المتوقعة للعطل ، وعادة ما تكون هذه السيناريوهات مخزنة على حاسوب خاص يتم تشغيلها لكل مرحل يتم عليه الاختبار .



وعادة مايتم تطبيق هذه السيناريوهات من خلال برامج وأجهزة اختبار متقدمة ، وذلك لتطبيق محاكاة حقيقة وواقعية للعطل . فمثلا قد يكون مطلوب من هذا المرحل أن يفصل عند عطل معين ، بعد زمن 9msec حسب المعلومات الخاصة به ، لكن عند تطبيق هذا السيناريو يفصل المرحل بعد 15msec فيتم رفض هذا المرحل بالكامل .

Characteristic		Value		
Operation accuracy		Depending on the frequency of the measured current: f_n ±2 Hz		
	PHLPTOC	±1.5% of the set value or ±0.002 × I_n		
	PHHPTOC and PHIPTOC	±1.5% of set value or ±0.002 × I_n (at currents in the range of 0.1…10 × I_n) ±5.0% of the set value (at currents in the range of 10…40 × I_n)		
Start time 1)2)		Minimum	Typical	Maximum
	PHIPTOC: I_{Fault} = 2 × set *Start value* I_{Fault} = 10 × set *Start value*	16 ms 11 ms	19 ms 12 ms	23 ms 14 ms
	PHHPTOC and PHLPTOC: I_{Fault} = 2 x set *Start value*	23 ms	26 ms	29 ms
Reset time		Typically 40 ms		
Reset ratio		Typically 0.96		
Retardation time		<30 ms		

Table continues on next page

وفي هذه المرحلة يتم اختبار مرحل واحد فقط ، والموافقة تتم على إصدار واحد فقط، وهو الإصدار الذي تم عليه ال type test .

مثلا لو كان لدي مرحل من شركة سيمنز Semines 7SD Version4.6 وهو الذي تم عليه type test فهو الذي يتم الموافقة عليه فقط، وهو الذي يوضع في Approval List فإذا كان هناك طراز أحدث فإنه يمنع وضعه بالنظام حتى يتم عمل type test له مرة أخرى .

وهناك بعض الشركات التي تجبر المصنع على type test آخر إصدار على الإطلاق ، وحينها يمنع منعا باتا استخدام عمل طراز أقدم .وهناك شركات أخرى تشترط أن يكون هذا المرحل مستخدم في السوق العالمية لمدة خمس سنوات دون مشاكل حتى يتم ادخالها الى الخدمة في الشبكة .

أما ال **factory testing** أو ما يسمى ب FAT test فهو من الاسم اختبار المصنع ، يكون من قبل المصنع للمرحل قبل خروجه من المصنع الى الموقع ، بالنسبة لاختبارات المصنع ، فعادة ماتكون محدودة ويتم فيها التأكد من Model number حسب drawing والتأكد من التوصيلات والقياسات الخاصة بالمرحل ، وتطبيق بعض السيناريوهات البسيطة للأعطال .



ومدة الاختبار في المرحل المتقدم قد لا تتجاوز ساعة واحدة في المصنع ، بينما نفس المرحل يحتاج إلى 4 و 5 أيام بالموقع لاختباره ، وعليه فإن خبرة المصانع العملية لا تقارن أبدا بالمواقع والمشاريع ، بالطبع خبرة الموقع أقوى وأمتن .

وعادة ما يرسل ال End user مهندسين من طرفه ، للتأكد من سلامة هذه الاختبارات والتأكد من سلامة المرحلات واللوحات ككل .

ويفضل أن يكون المهندس المرسل ليشهد هذه الاختبارات هو مهندس Commissioning حيث يكون على دراية بأسرار ومشاكل هذه الأجهزة .
ومن الأخطاء الشائعة هو قيام ال End user بإرسال مهندس مشروع أو مهندسين غير متخصصين لحضور مثل هذه الاختبارات ، لأنه قد يكون غير مطلع على أسرار وتفاصيل هذه الاختبارات ، فالمصانع هدفها أن تعطيك ما تريد بأقل تكلفة ممكنة عليها ، ومن هنا الشخص المناسب يجب أن يكون في المكان المناسب .فشهود الاختبارات المصنعية ليست سياحة وسفر فقط ، وقد تساهم بشكل كبير في توفير وقت الاختبارات الموقعية .

أما مرحلة ال **Testing & commissioning** فهي المرحلة التي تتم بعد استلام اللوحات داخل المحطة ، وهي أهم مرحلة قبل التشغيل .

ينقسم اختبار المرحل إلى قسمين :

- **القسم الأول هو Acceptance test**

فخلال هذه المرحلة يتم اختبار المرحل حسب drawings حسب relay configuration يتم تجهيز قيم افتراضية ومتنوعة يتم وضعها واختبارها

- **والقسم الثاني هو Final setting Testing**

فيتم حين قدوم ملف ال final setting من قسم الدراسات الهندسية إلى المحطة ، ونقوم باختبار المرحل مرة أخرى ، و لكن هذه المرة عند قيم محددة وهي قيم final settings

خلال مرحلة commissioning فإنه يجب علينا عمل فحص وظيفي لجميع digital input and output ، بالإضافة إلى عمل metering test لجميع إشارات الجهد والتيار الداخلة إليه ، بالإضافة إلى عمل timing test و Pick up لجميع الحمايات المفعلة في هذا المرحل .

ومن ثم نقوم بعمل check لجميع ال logics الموجودة داخل المرحل ، ومن ثم نقوم بالتحقق من أن جميع LED's تعمل بشكل صحيح .
وبالطبع يجب أن لا ننسى التأكد من relay model number وأنه مطابق ل drawings ونتأكد من عدم وجود أي physical damage على المرحل .
مهندس commissioning يجب أن يفترض أن هذا المرحل لم يتم اختباره مطلقا ، حيث لا يمكن له الاعتماد على اختبارات factory test على أنها اختبارات نهائية ..!

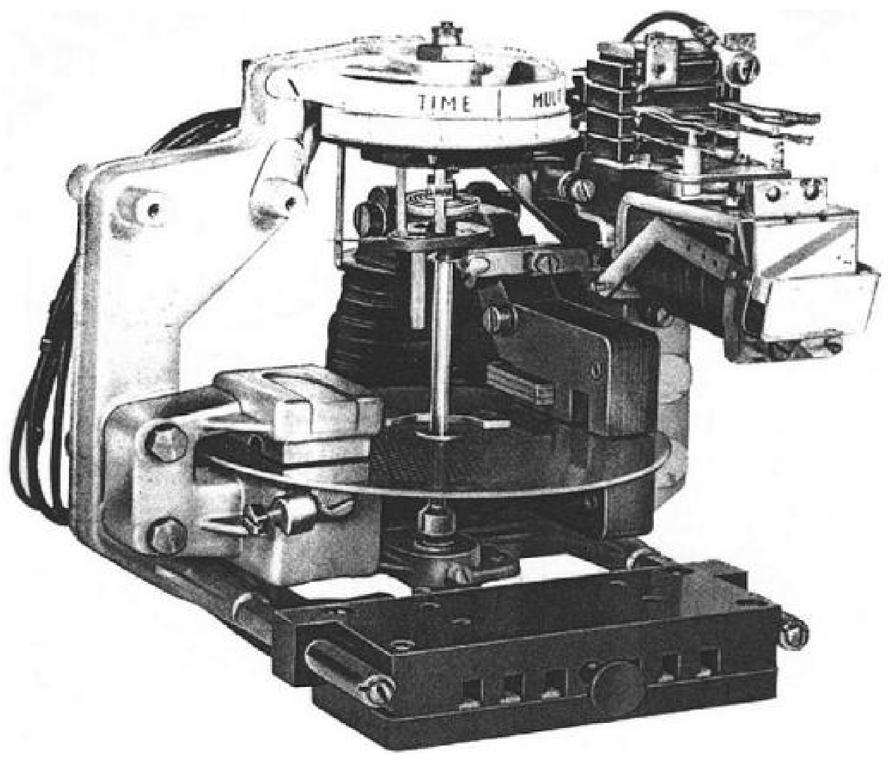
ومن أكثر الأخطاء الشائعة أن يتساهل مهندس المصنع في الاختبارات بحجة أن هذه اللوحة سيتم اختبارها مرة أخرى في الموقع ، أو أن يتساهل مهندس الموقع باختبار اللوحة بحجة أنها قد اختبرت بالمصنع ، لذا فإنه يفضل أن يفترض مهندس المصنع أن اللوحة لن تختبر بالموقع ، وأن يفترض مهندس الموقع أن هذه اللوحة لم تختبر بالمصنع .

ومن هنا يأتي دور الاستشاري ، الذي يقوم بحماية End user وإلا سيكون End user هو الخاسر الوحيد .



أما بالنسبة ل **maintenance testing** فتكون بعد تشغيل المحطة ، فيتم إجراء اختبارات الصيانة على فترات زمنية ، للتأكد من أن المرحل ما زال يعمل بشكل صحيح ويؤدي الوظيفة التي وضع لأجلها .

قديما كان يتم إزالة electromechanical relay والتنظيف مكانها ، واختبارها بالخارج والتأكد من أنها تعمل بشكل صحيح ،ثم يتم إرجاعها وهذا الأمر فقط خاص فيها .



أما حديثا ، فإنه لا يمكن إزالة المرحلات الرقمية من مكانها ، بالإضافة لحاجتها لفترات صيانة أطول ، فكما تعلمون هي لاتحتوي أي أجزاء ميكانيكية .



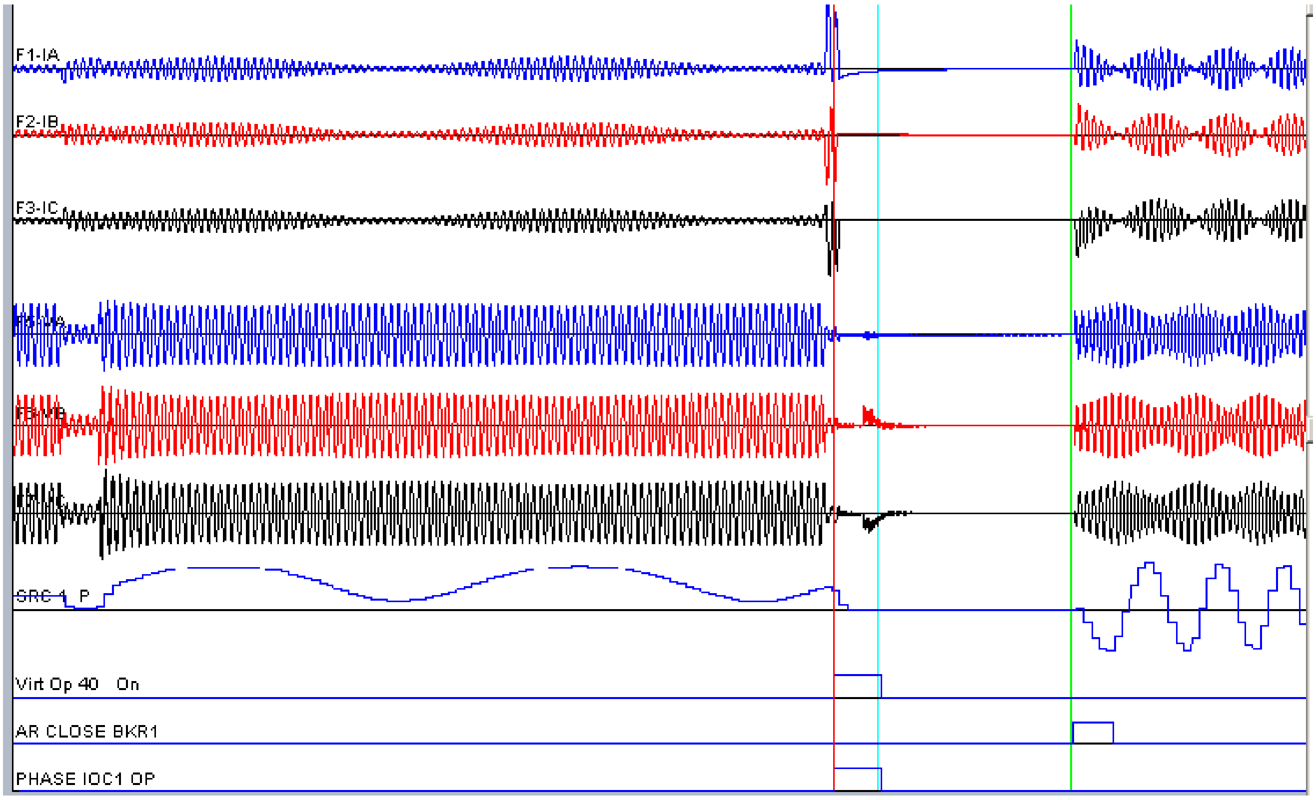
هناك جدل كبير بين الشركات حول فترات الصيانة المعتمدة على المرحل ، كل سنة سنتين ثلاث سنوات ،خمس سنوات ، بصراحة ليس هناك أي standard بهذا الخصوص ، ولكن بالنسبة لي كمهندس أفضل عمل اختبارات بشكل سنوي . وهذه الاختبارات السنوية نفحص قراءات الريليه عند قيم مختلفة ويتم ذلك من خلال Sec injection ، حتى نتأكد بأن المرحل ما زال يقوم بتحويل Digital Analog بشكل صحيح عند أكثر من قيمة ، يجب التأكد من أن Final settings التي بداخله ما زال كما هو ، خوفا من أن يكون مهندس تدرب عليه دون علم أحد ، ويفضل أيضا سحب events records data وتحليلها ، و التأكد إذا حدث أي شيء غير طبيعي خلال هذه الفترة .

ويمكن لنا عمل trip test من خلال normal pulse و التأكد من فصل القاطع وإذا كان من غير الممكن عمل اختبارات الصيانة بشكل سنوي ، فيمكن عمل جدول زمني يشمل كل حمايات الشبكة ، يتم الاتفاق عليه داخليا .

وعادة ما يتم عمل اختبار صيانة بعد حدوث أي عطل ، لتحديد ما اذا عمل المرحل بشكل خاطئ ، أو لماذا لم يعمل عندما كان مطلوب منه عمل فصل للقاطع .

وبالتالي ، فإنه يمكن عمل محاكاة لنفس العطل الحقيقي الذي حدث ، من خلال سحب fault recorder من المرحل بصيغة CFG ووضعه في برامج الاختبار الحديثة ، وإعادة العطل مرة أخرى .

وبالتالي فإنه يمكن لنا مراقبة استجابة هذا المرحل لنفس العطل مرة أخرى ، وتحديد ما هي أسباب التشغيل الخاطئ وهذا أيضا ما يسمى ب Troubleshooting أو post fault investigation .



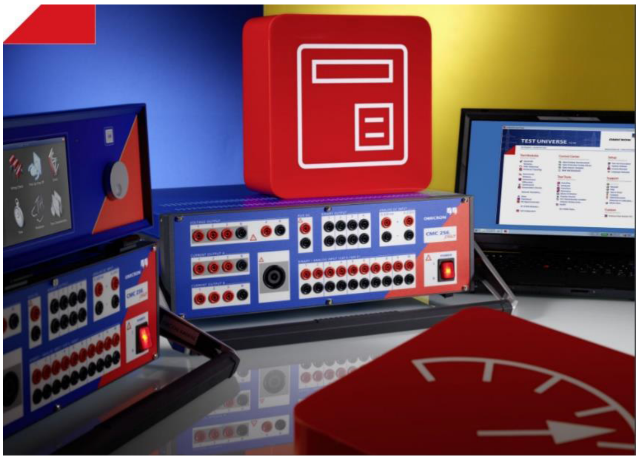
الآن قبل الذهاب لاختبار الريليه ، فإنه يجب أن تتأكد من وجود ما يلي :

أولا : test set مع software الخاص بها .

ثانيا : يجب أن يكون معك test lead بحيث يكون 4-wires خاصة ب CT و 4-wires خاصة ب VT و 4-wires خاصة ب binary input و binary output ، بالإضافة ل 2-wires خاصة ب 2 DC supply وعدد من Jumpers .



4 CT's
4 VT's
4 BI
4 BO
2 DC supply
2 Jumpers



ثالثا : يجب أن يكون لديك handle tests switch المناسبة والتي تتوافق مع test switch الموجود في المحطة ، وإذا ما هي MMLG أو FT switch أو RTKXP 24 أو 11 .

Alstom MMLG02





FT Flexitest™ Switches





RTKXP-12

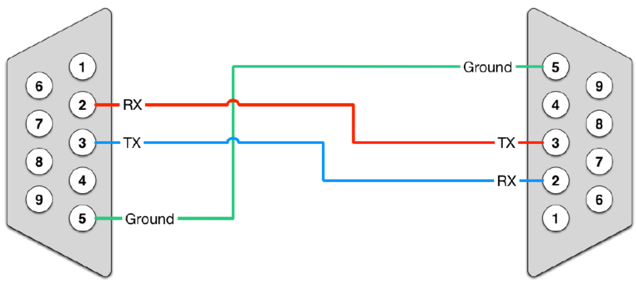


بالإضافة إلى وجود communication cable مع الdrive الخاص بها ، مع العلم أنه يوجد أكثر من communication cable يمكن استخدامه ، النوع الأول هو من USB إلى serial cable ، يجب أن تعرف أيضا بأن هذا النوع من الكوابل يوجد منه نوعان أيضا ، النوع الأول DTE والثاني DCE .

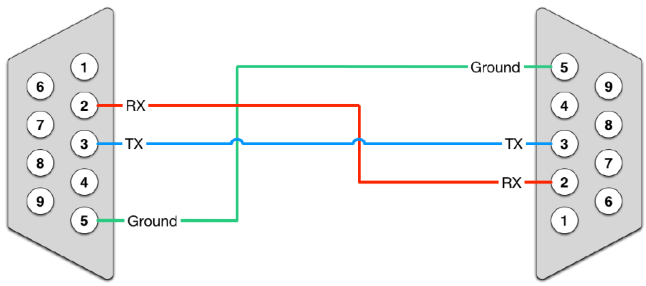
USB to Serial Adapter



Crossover or "Null Modem" Serial Cable-DCE

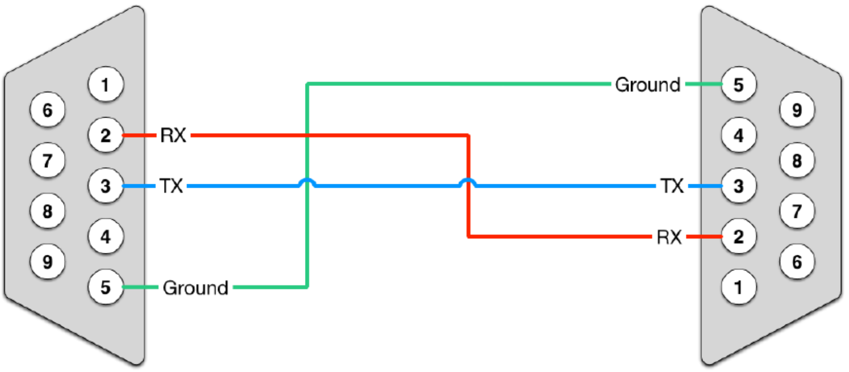


Straight Serial Cable-DTE



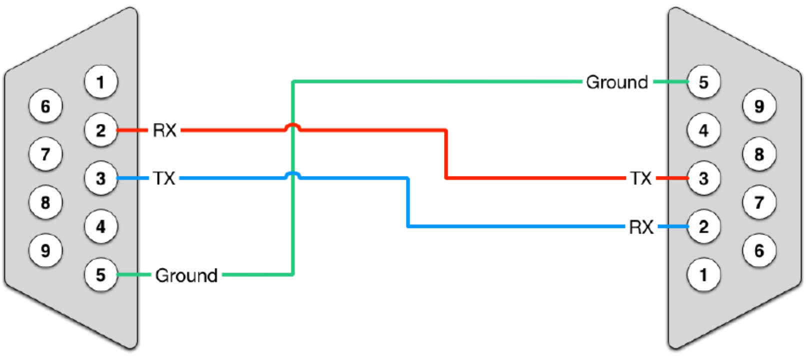
حيث DTE يتم استخدامها مع ALSTOM relays التي تم تسميتها حاليا GE ، بالإضافة ل Schneider Electric relays وأجهزة Megger .

Straight Serial Cable-DTE



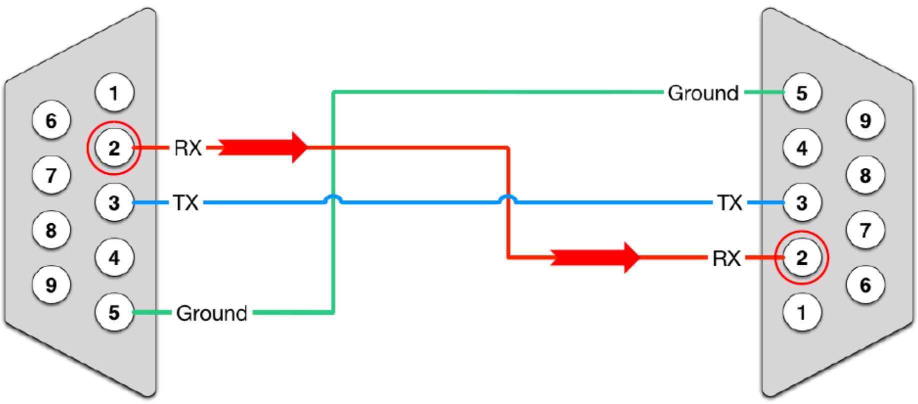
بينما DCE فإنها تستخدم مع Siemens و SEL Relays .

Crossover or "Null Modem" Serial Cable-DCE

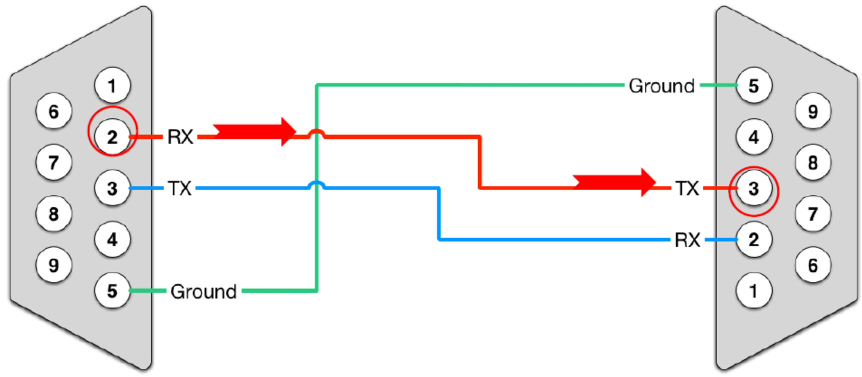


لاحظ معي أن الفرق بينهم هو فقط بالتوصيلات الداخلية ، حيث هذا RX receiver هنا سوف يتم توصيله من RX2 الى RX هنا ب DTE ، أما في DCE فيتم التوصيل من 3 ك TX إلى 2 كRX .

Straight Serial Cable-DTE



Crossover or "Null Modem" Serial Cable-DCE



لذا فإن بعض المهندسين يجد صعوبة بعمل communication بين laptop الخاص به و Siemens relay مثلا وذلك لأنه قام بإحضار ال serial cable الخاطئ .

وهناك بعض USB to serial cable والتي يوجد عليها switch لتحويل من DCE ل DTE ويمكن استخدامها في جميع الحالات كما هو في SEL C662 cable





أما communication cable فيوجد منها أنواع أخرى مثل Ethernet cable أو LAN cable والتي يمكن من خلالها عمل communication بين laptop و ABB relays أو مع أجهزة Omicron .



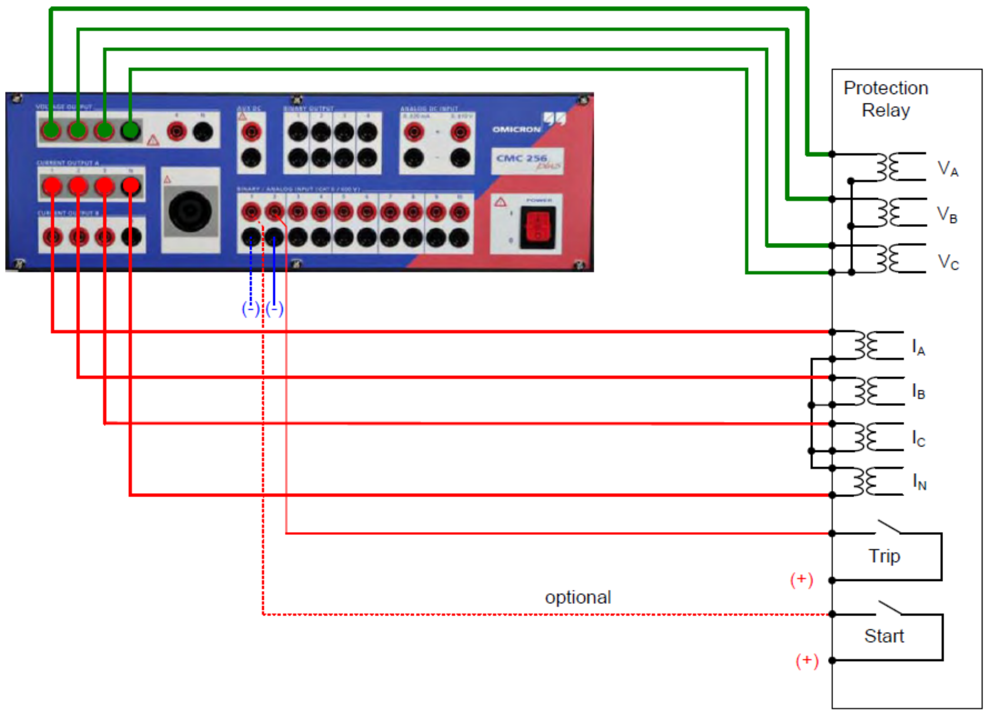
ABB

OMICRON

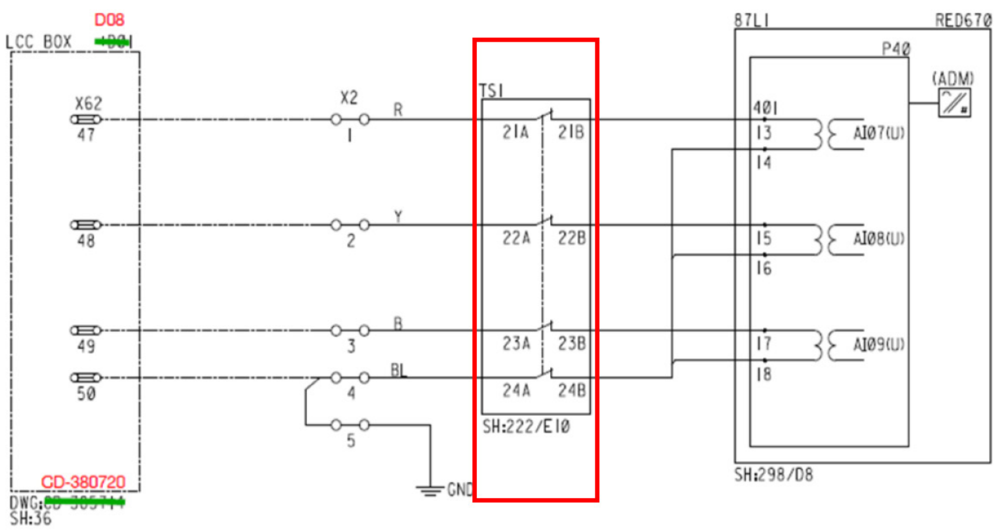
وحاليا أصبح يمكن استخدام كيبل الطابعة العادي بعمل communication بين اللابتوب وأجهزة Omicron .



أما طريقة عمل توصيلات بين test it و Relay فتكون كما في الشكل التالي :
حيث نقوم بأخذ 3ph 4 wires R,Y,B, N to current ، و نقوم بأخذ voltage 3ph 4 wires R,Y, B,N .



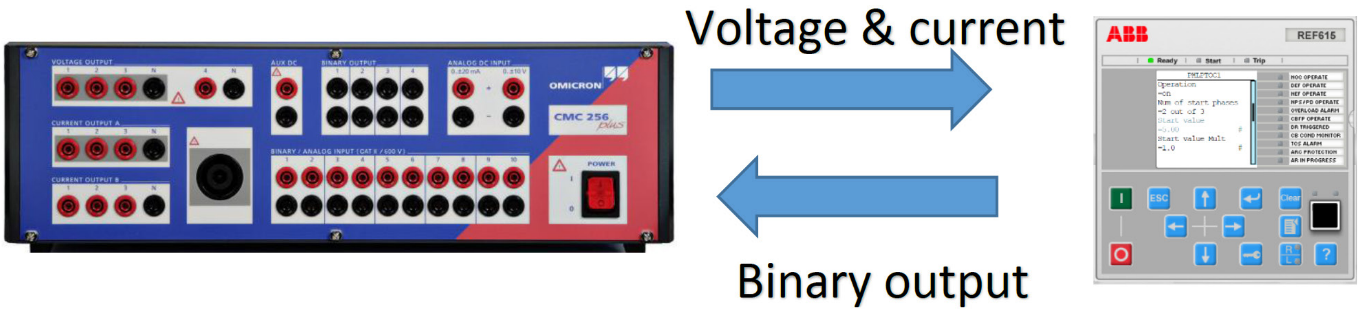
ونقوم بتوصيلها من خلال test switch ، وإذا لم يتوفر test switch ، بالطبع يجب أن يكون هناك pin type terminal Block يمكن الحقن من خلالها .



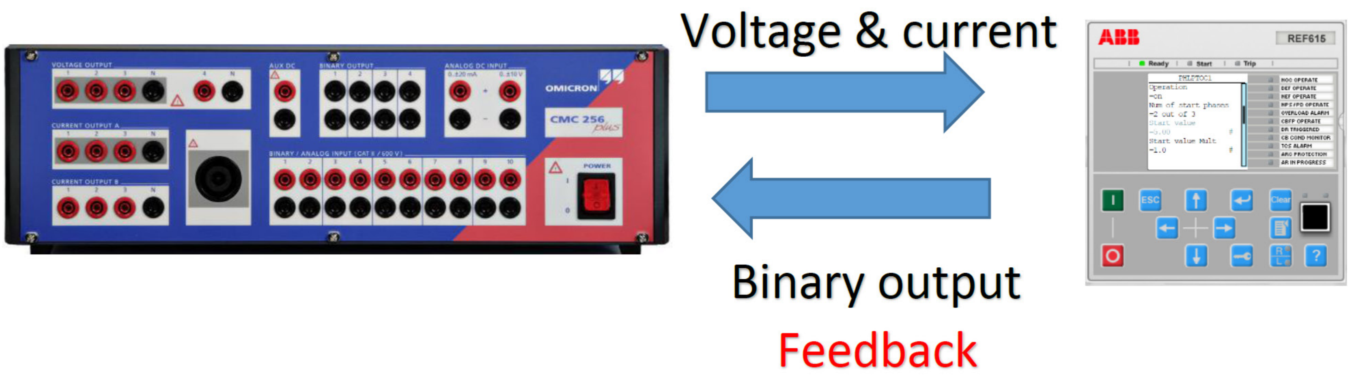
الهدف من وجود test switch هو لفحص relays دون التأثير على توصيلاتها الموجودة أصلا باللوحة ، والذي قد يؤدي لفتح دائرة ال CT بالخطأ ، أو تخريب Terminal Block .

وجود Test switch يزيد من سرعة الاختبار وسهولة التوصيلات عليه بالإضافة لحماية دوائر CT من خلال عمل short circuit عليها ، وعمل فتح لدوائر VT .

إذن فنحن نأخذ من test kit فولتية وتيار ، ونعطيه binary output ، والهدف من binary output هو حساب زمن الفصل .



حيث يقوم جهاز الفحص بحساب زمن الفصل أو حساب قيمة التيار التي تتجاوز قيمة pick up من خلال feedback قادم له من الريليه .

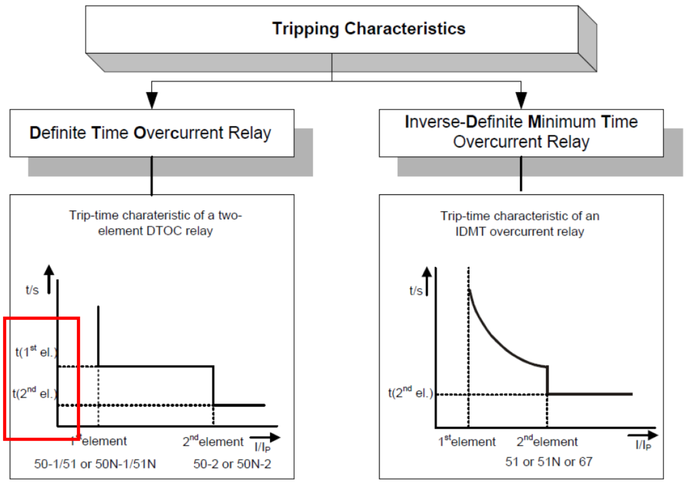


ف بدون أي feedback من الريليه فإن جهاز الفحص لا يعرف أي reaction حدث من الريليه!!

إذن الهدف من جهاز الاختبار هو أن نقوم بتغذية الريليه بتيار عالي يحاكي أو يمثل تيار العطل ، من خلال هذه الأجهزة المتقدمة يمكن لنا حقن هذا التيار بقيم متنوعة ومتدرجة وعادة ما يكون جهاز الحقن مزود بمؤقت لقياس الزمن الذي يحتاجه الريليه لإعطاء trip ل CB .

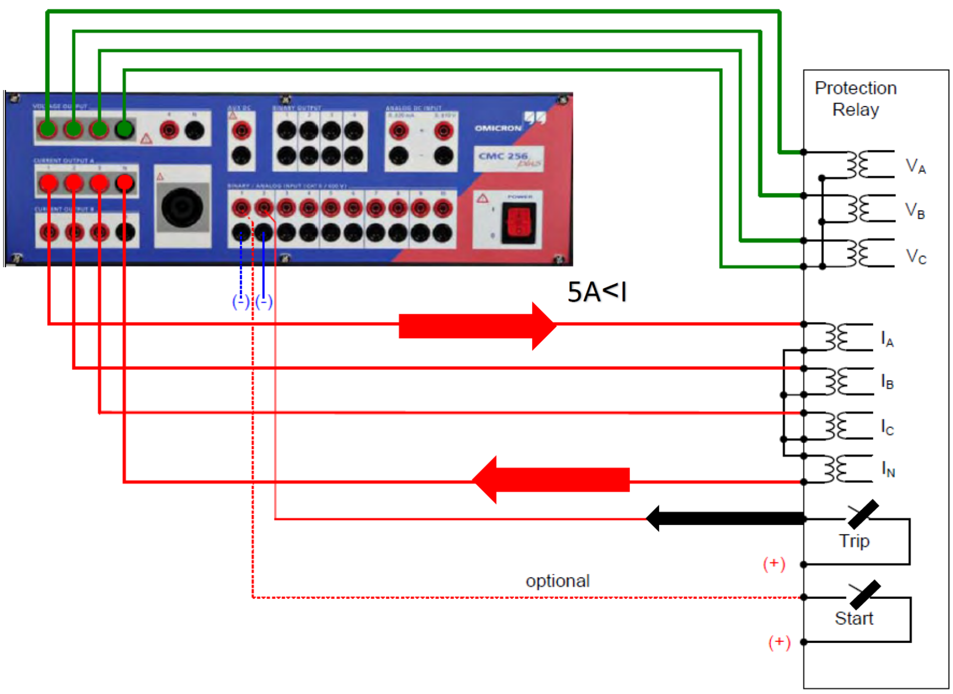
المطلوب منك لاختبار none directional overcurrent و non directional EF هو معرفة قيمة pick up للريليه والموضوعة حسب final setting ، بالإضافة إلى تحديد زمن التشغيل من خلال معرفة characteristic curve الموجودة، هل هي inverse curve أو definite time curve .

Function Name	Device Description	CT Ratio	Current Setting	Time setting	Tripping Time @fault
51P	REF615	200/5	3.125A (125A)	5% NI	91.4msec



فإذا كان curve المستخدم definite time curve ، فإننا نحتاج معلومة وحيدة وهي زمن الفصل ، أما إذا كان curve المستخدم هو inverse curve ، فإننا نحتاج معرفة نوع هذا الcurve الدقيق ولأي standard يتبع ومعرف قيمة TMS .

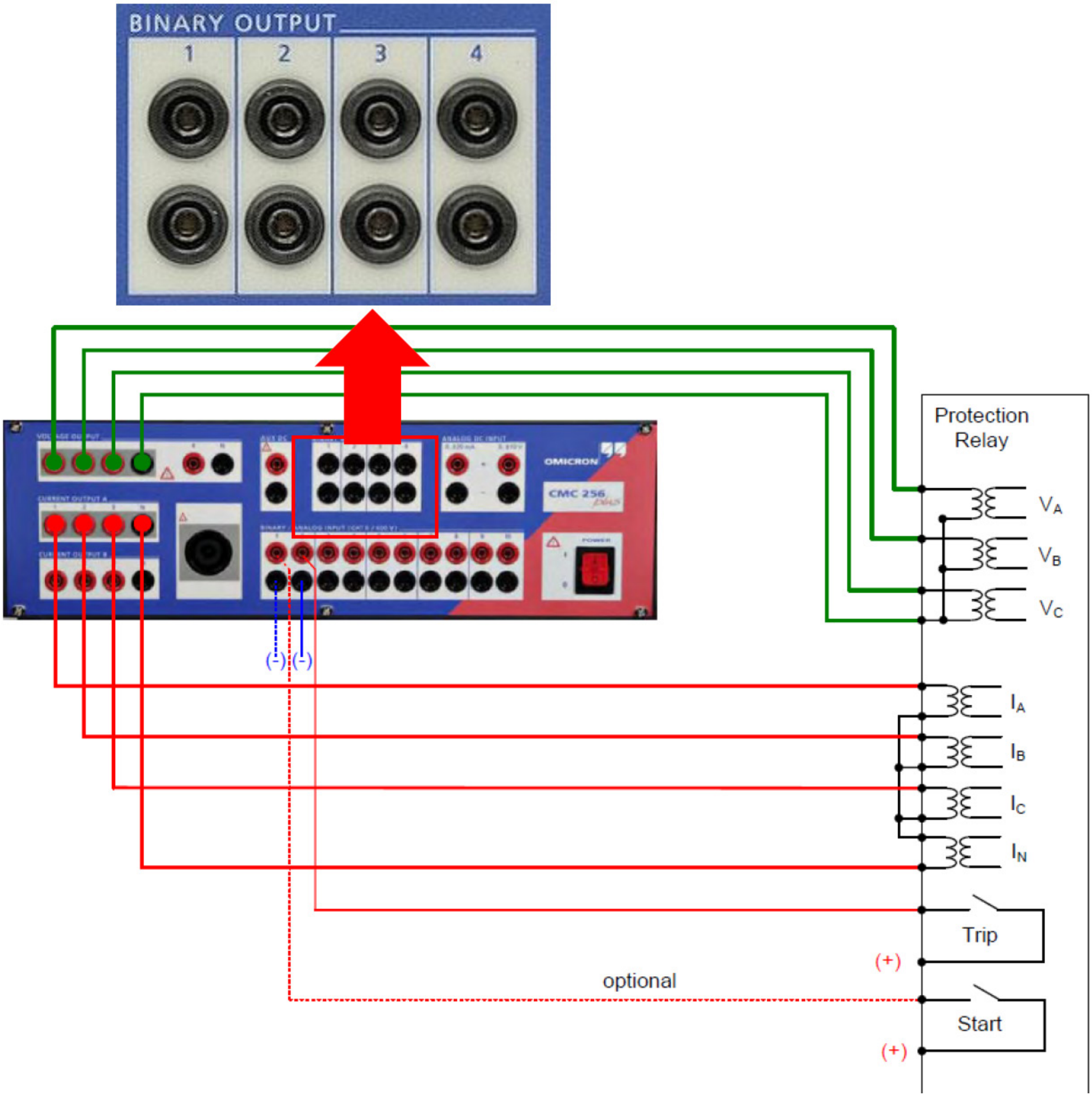
فمثلا لو كان curve المستخدم هو definite time curve وكان trip time المستخدم هو 5 ثواني ، فإنه بمجرد تجاوز قيمة pick up current للريليه، يبدأ المؤقت بالعد الزمني وبعد انتهاء 5 ثواني يرسل الريليه إشارة trip ل C.B ، هذه الإشارة نأخذها لجهاز الحقن لحساب زمن الفصل .





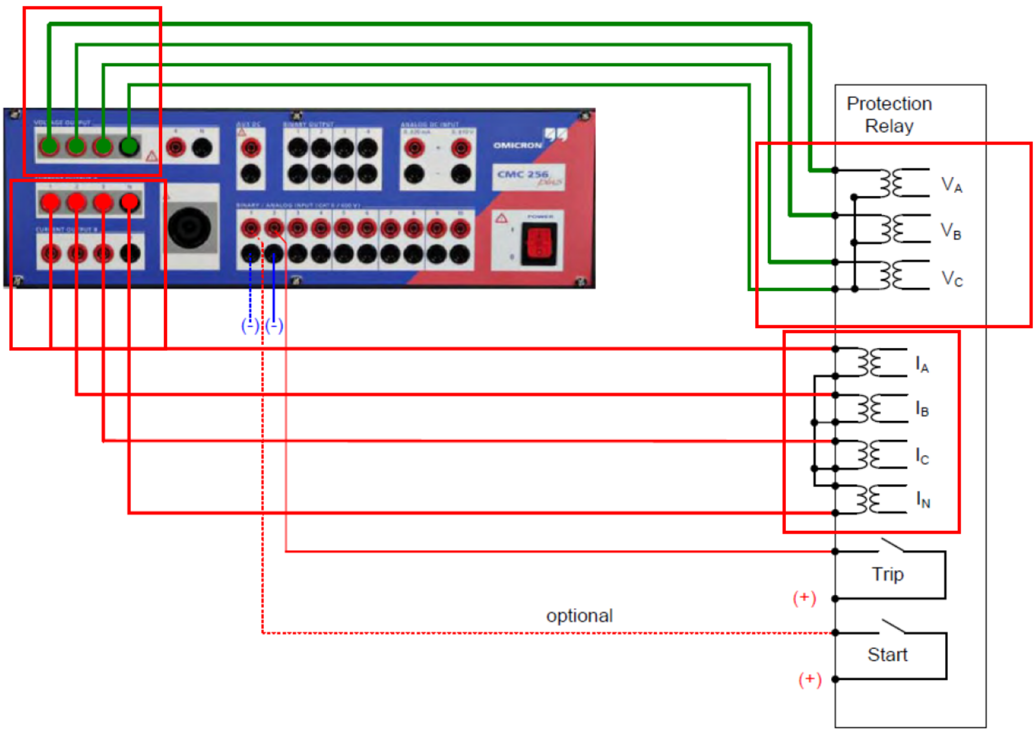
الآن هذه trip signal هي التي سوف تعطي أمر للtimer داخل جهاز الحقن للانتهاء من عد الزمن ، ولكن من أعطى أمر للTimer داخل جهاز الحقن حتى يبدأ بحساب الزمن ؟

إشارة ON الخاصة بجهاز الحقن والتي يبدأ من خلاله حقن التيار كافية لجعل المؤقت يبدأ بحساب الزمن ، وهناك طرق كثيرة من خلالها يتم التحكم ببدأ عمل timer من خلال ما يسمى ب Binary output الخاصة بجهاز الحقن .

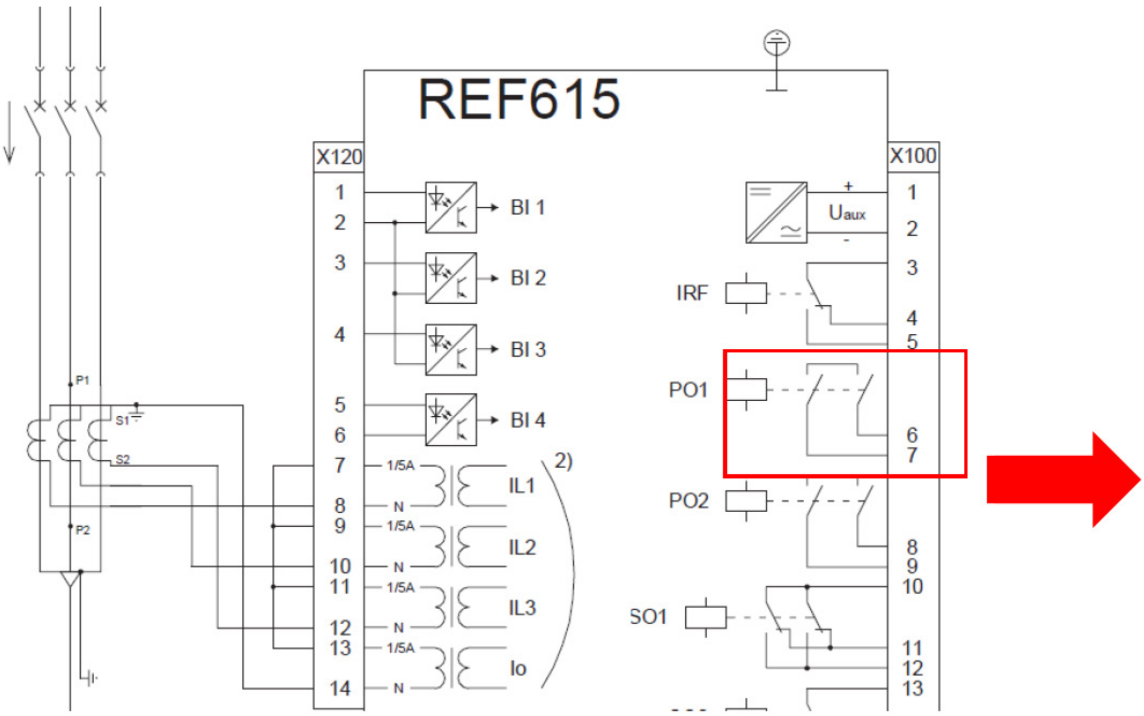


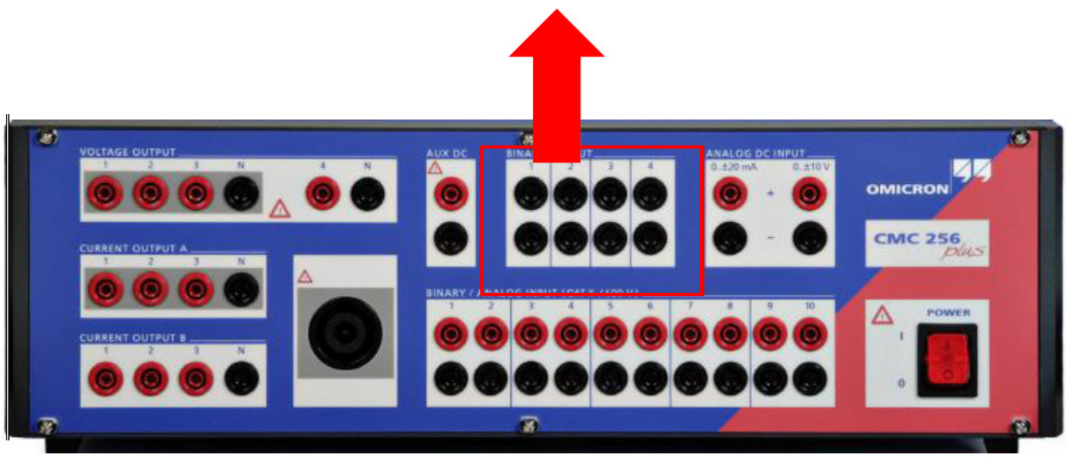
الان حتى لا يحدث لبس أمام المهندسين دعونا نلخص مايلي ، لدينا طرفين للاختبار ، جهاز الحقن والريليه ، جهاز الحقن يحتوي على current و voltage source بالإضافة ل Binary output و input ، والريليه يحتوي على Current و voltage windings بالإضافة ل binary input و output .

الآن current source الخارج من جهاز الحقن يجب أن يتم توصيله ل current winding داخل الريليه ، و Voltage source الموجود بجهاز الحقن يجب أن يتم توصيله مع Voltage winding الموجود بالريليه .

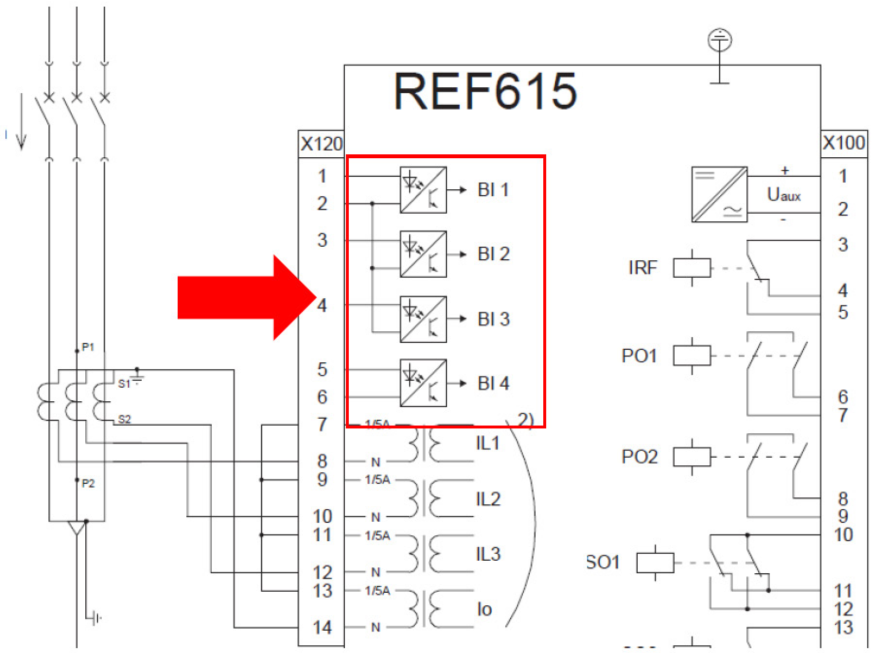


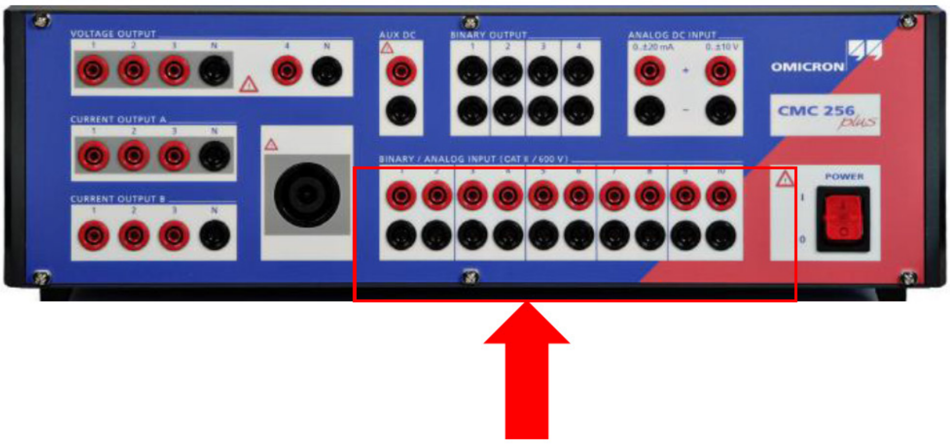
أما بالنسبة ل binary input و output فهي كلمات نسبية ، و input و output هي كلمات تنسب للجهاز المذكور معاه ، فعندما أقول هذا الريليه له binary output ، فهذا يعني أنه output من relay أي خارج من الريليه ، وعندما أقول binary output لجهاز الحقن ،فهذا يعني أنه output من جهاز الحقن ، أي خارج من جهاز الحقن .



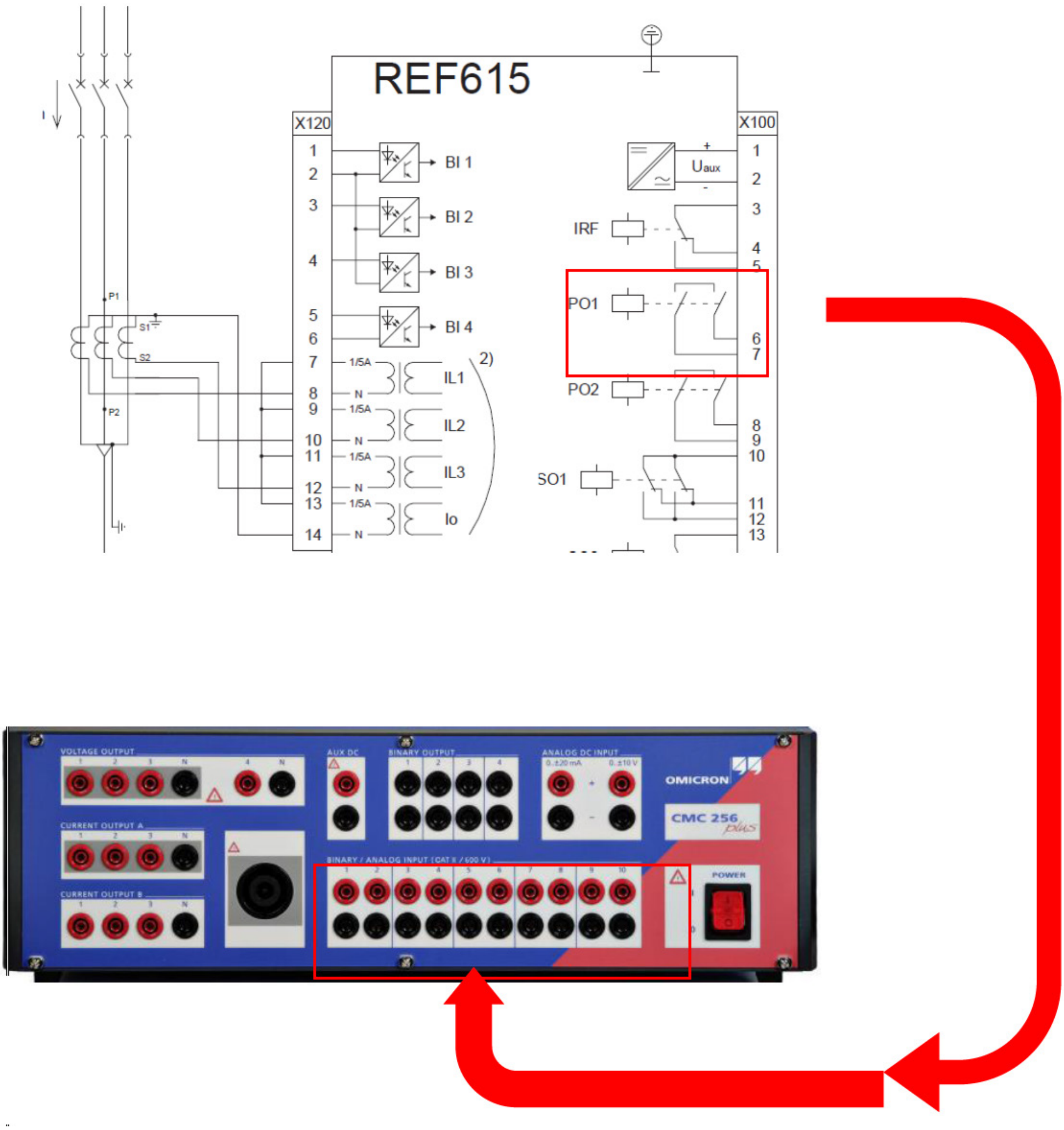


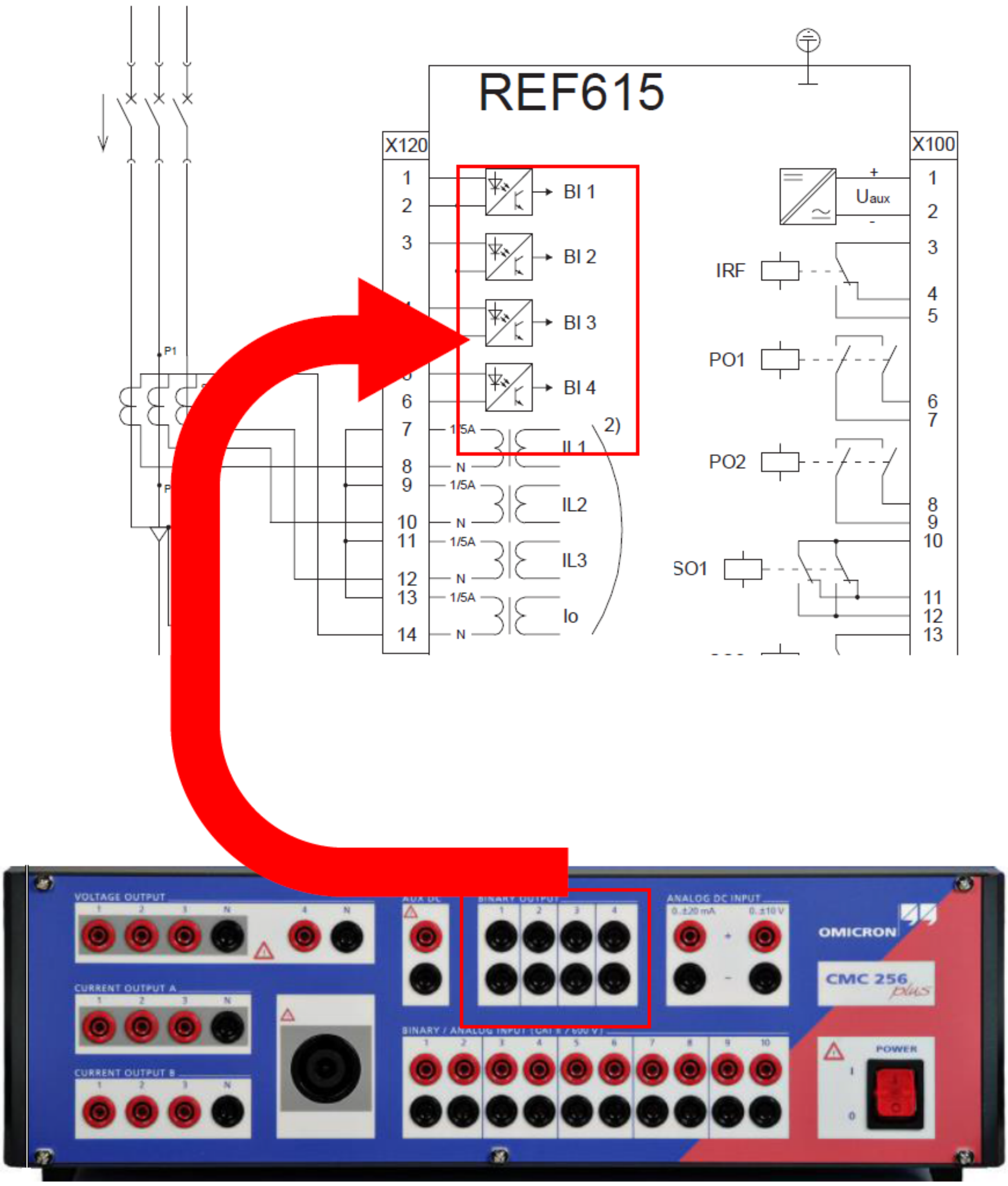
أما binary input فهي تعامل نفس المعاملة وتنسب للجهاز الذي تذكر معاه binary input relay يعني داخل إلى الريليه ، binary input لجهاز الحقن يعني داخل إلى جهاز الحقن .



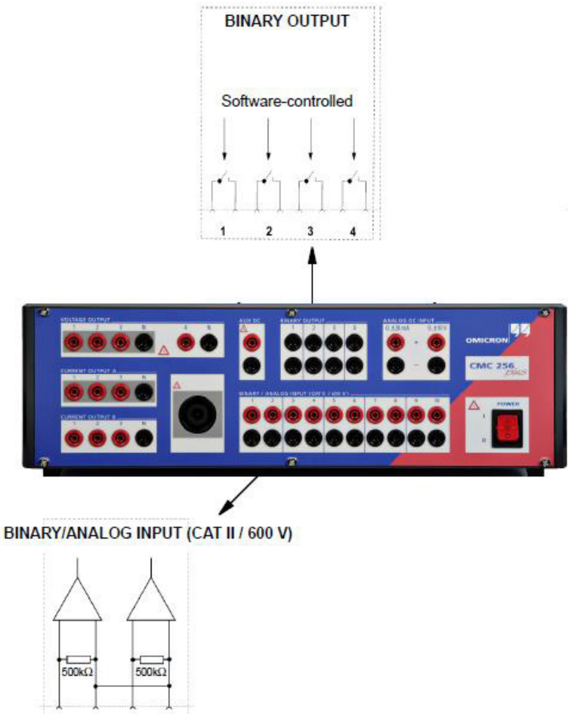


يعني أن هذا output contact خارج من الريليه ، وبما أنه خارج من الريليه فبالطبع سيدخل إلى جهاز الحقن من خلال binary input الخاصة بجهاز الحقن .



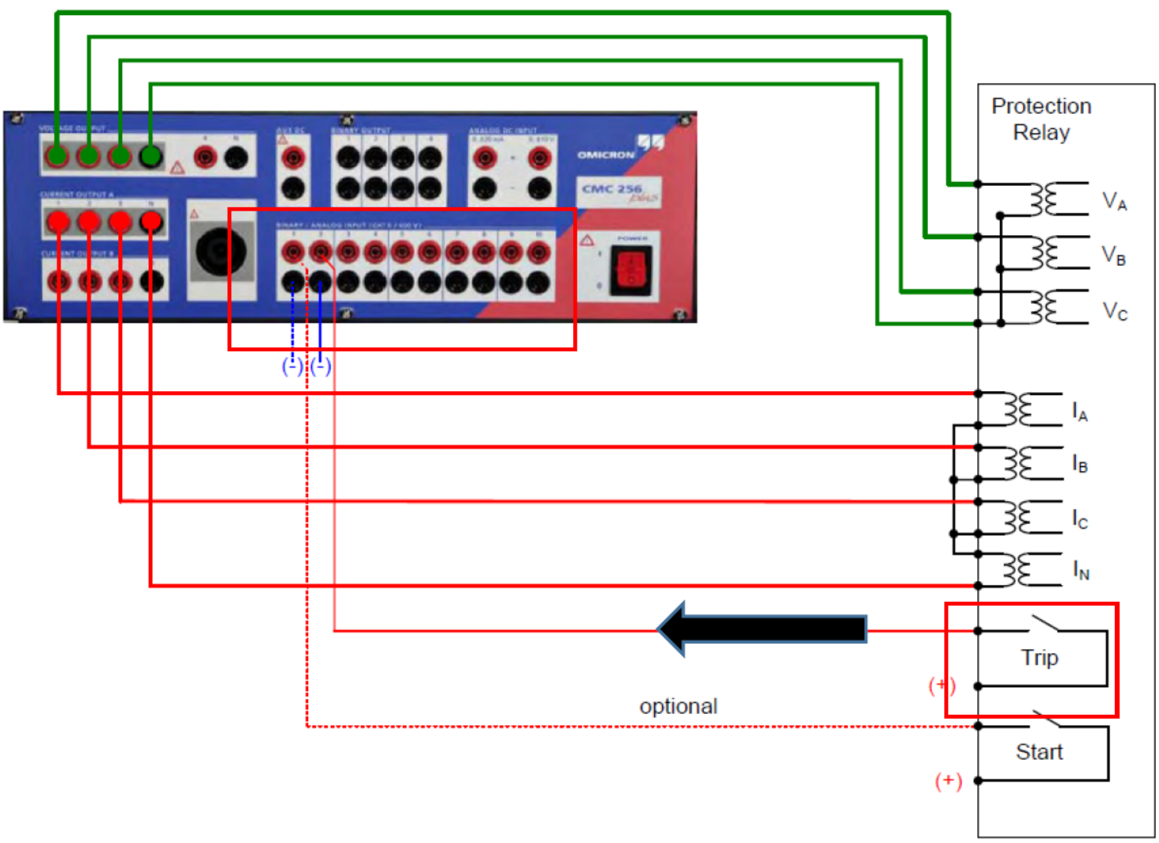

REF615
X120
X100
BI 1
BI 2
BI 3
BI 4
Uaux
IRF
PO1
PO2
SO1
IL1
IL2
IL3
Io
1/5A
N
2)
VOLTAGE OUTPUT
CURRENT OUTPUT A
CURRENT OUTPUT B
BINARY OUTPUT
ANALOG DC INPUT
OMICRON
CMC 256 plus
POWER

فمن المستحيل أن تقوم بتوصيل binary output الخارج من الريليه مع binary output الخارج من جهاز الحقن ، وكأنك وصلت Male to Male ، وهذا لتفادي حدوث لبس على المهندسين أثناء التوصيلات .



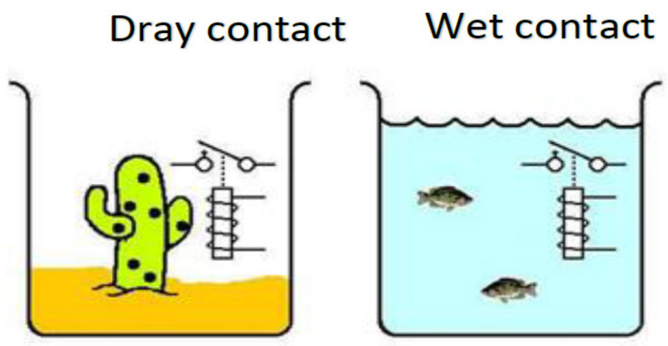


خلاصة الكلام أن trip signal أو binary output الخارجة من الريليه يجب أن توصل إلى binary input الخاصة بجهاز الحقن .

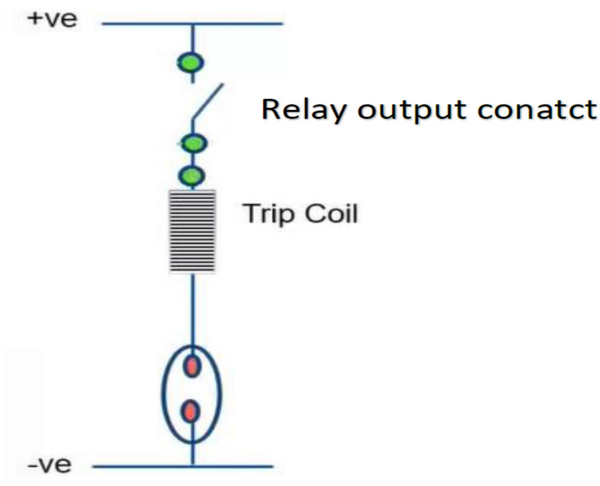


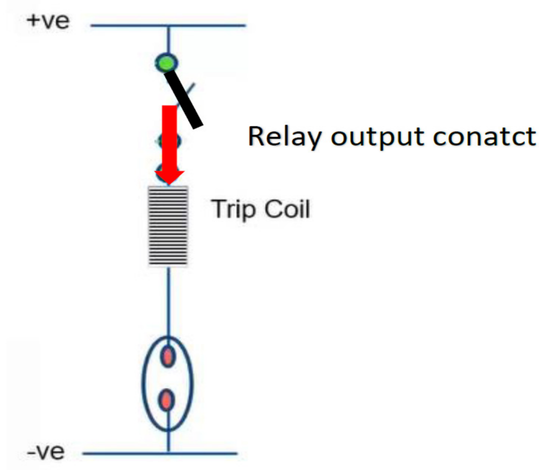
يجب أن ننوه هنا أن هناك نوعين من output Contact الخاصة بالريليه :

النوع الأول يسمى wet contact والثاني يسمى dry contact فما الفرق بينهم ؟

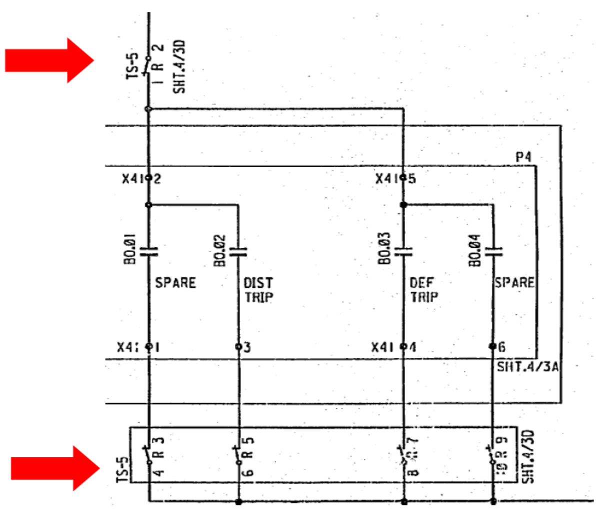


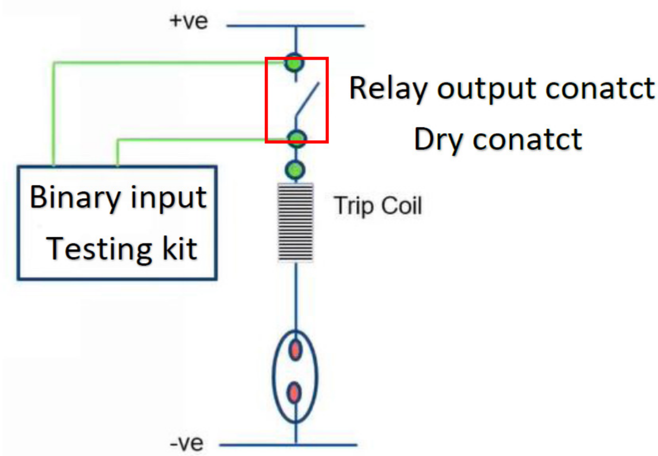
عادة مايتم تغذية Trip coil ب DC source ، فإذا أغلق Trip contact بأمر من الريليه فإن تيار DC سيسري من خلال هذا contact إلى Trip coil الخاص ب CB ليفتحه .



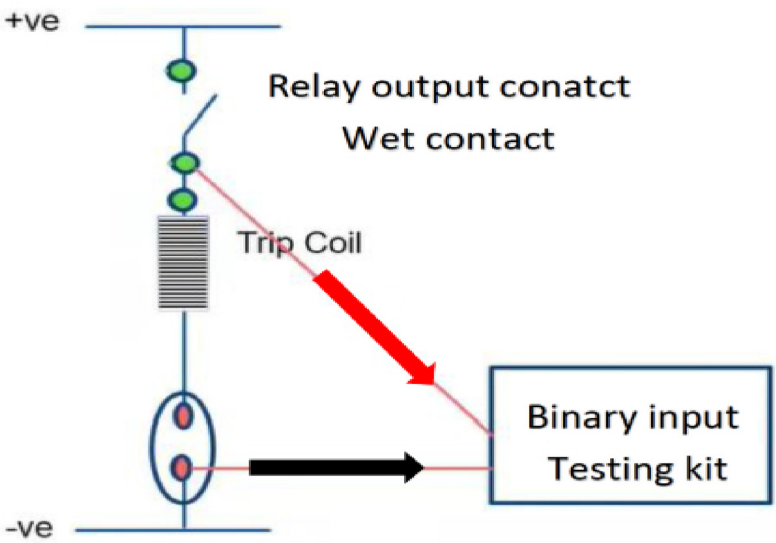


فإذا قام الريليه بإغلاق هذا contact و تكون على أطراف هذا contact فولتية تساوي صفر ، فأصبح الآن close contact فهذا يعني أنه dry contact أو ما يسمى potential free contact ، و dry contact يعني أنه لن تذهب أي فولتية لجهاز الحقن . و عادة ماتكون dry contact معزولة من طرفيها من خلال switch ، فيتم وضع التوصيلات ل output contact من خلال test switch فقط ، كلمة dry هنا بمعنى جاف ، أي أنه لا يوجد عليه فولتية .

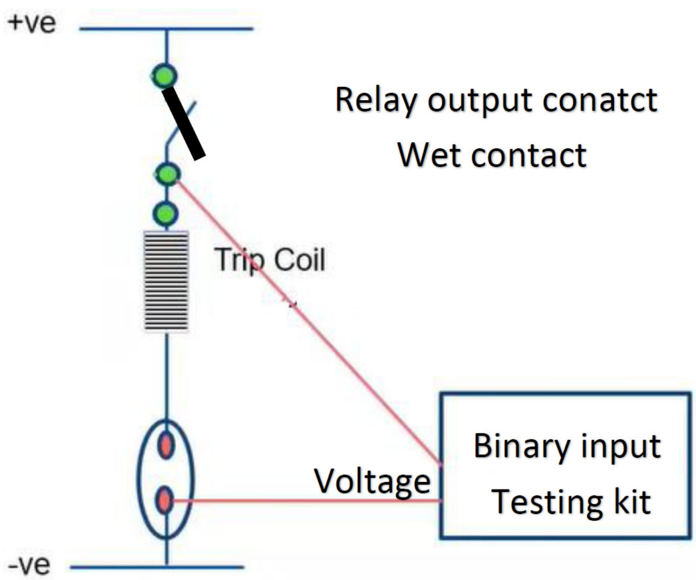




أما إذا كان يصعب الوصول إلى طرفي relay output contact فإننا نختار الطريقة الثانية ، وهي طريقة wet contact ، أما بالنسبة لهذه الطريقة فتتم من خلال توصيل continuous negative signal إلى جهاز الحقن ، أما بالنسبة ل positive signal فنأخذها من أي نقطة تكون موجودة بعد output contact .

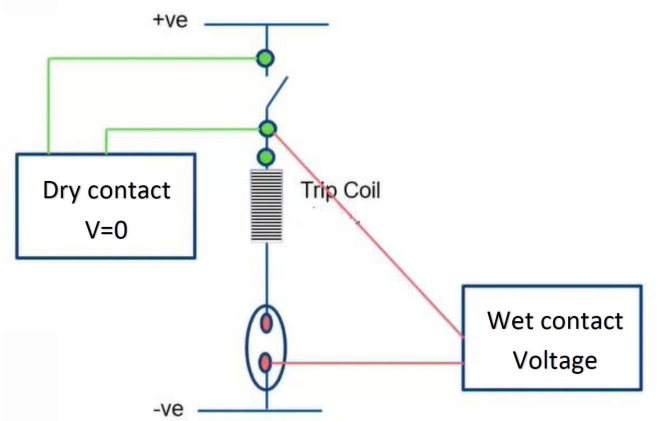


فإذا أغلق output contact فإن positive ستصل إلى جهاز الحقن ويتكون على أطراف binary input الخاصة بجهاز الحقن positive و negative ، وعندها يجب على الجهاز معرفة أن هذا ال contact أصبح Closed .



وهناك كثير من المهندسين يفضلون استخدام ال wet contact على dry contact وذلك لأنهم يرون أنها تحاكي الواقع .

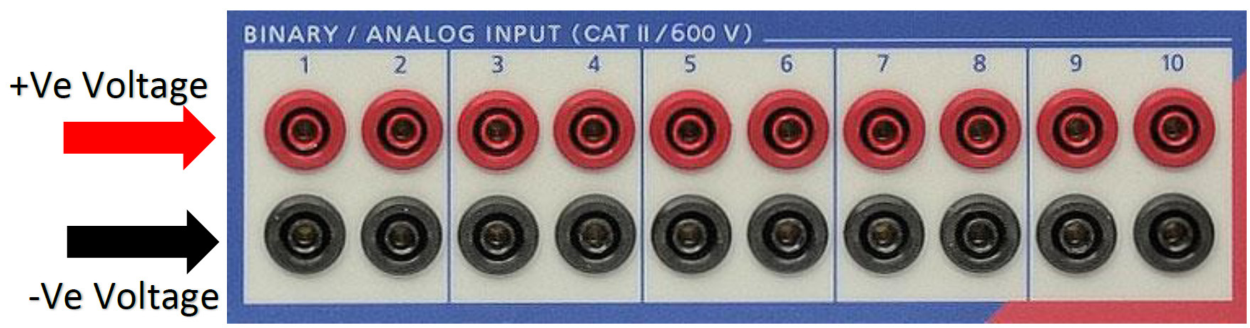
والخلاصة هنا هو أن dry contact لن يعطي فولتية الى جهاز الحقن بعد إغلاق contact أما wet contact يعطي فولتية بعد إغلاق contact .



ويجب أن ننوه هنا بأنك يجب أن تخبر جهاز الحقن بنوع output Contact الذي تريد استخدامه ، هل هو wet أو dry من خلال ال software الخاص بالجهاز .

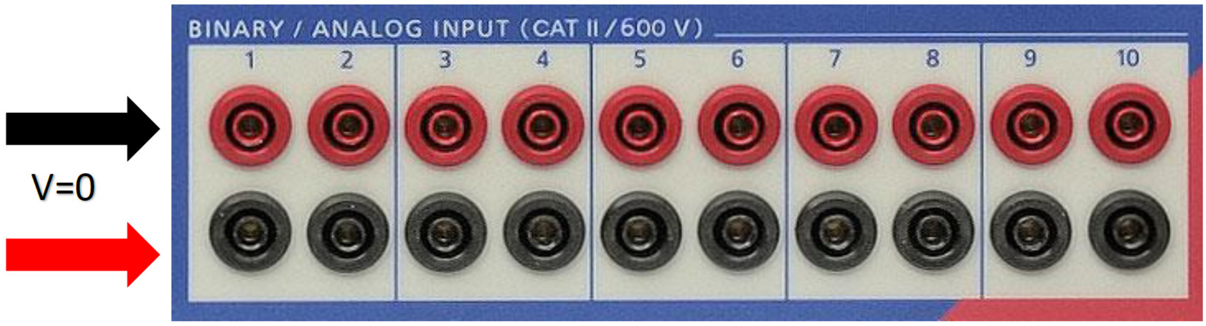
		Function	Binary		Binary	
		Potential Free	☐		☑	
		Nominal Range	220 V			
		Clamp Ratio				
		Threshold	154 V			
Test Module Input Signal	Display Name	Connection Terminal	1+	1-	2+	2-
Trip	Trip		X			
Start	Start				X	

وفي حال تم استخدام wet contact فإنه يجب توصيل positive على red input وال negative على black input .



ملاحظة : سوف نتطرق بالتفصيل الى كيفية استخدام السوفت وير الخاص بCMC في الفصل الأخير من هذا الكتاب .

أما في حال استخدام dry contact فإن التوصيل غير مهم سواء وصل إلى red أو black input .

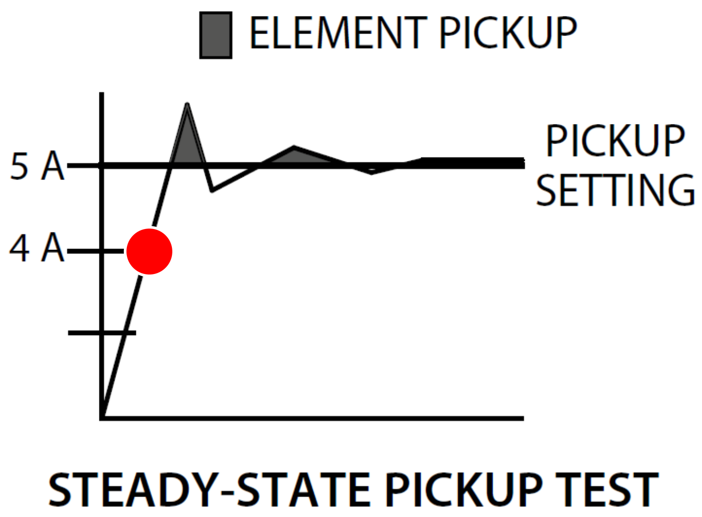


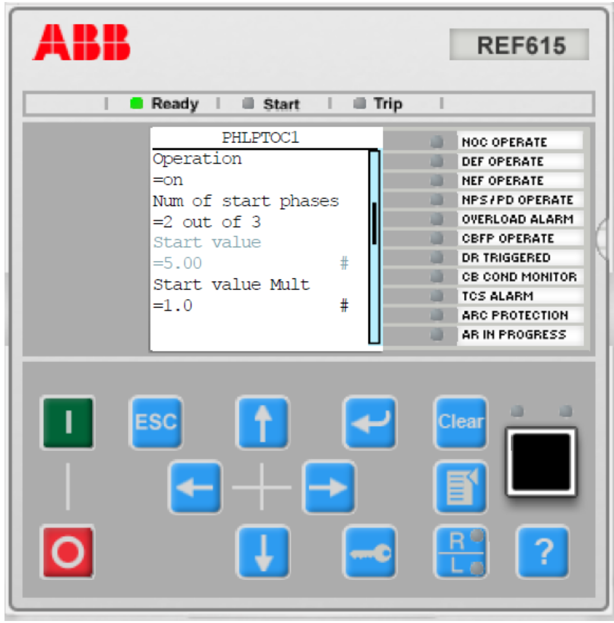
الآن دعونا نعود مرة أخرى لاختبار الريليه ، الريليه ينجح بالاختبار إذا قام بإصدار trip signal في حال تجاوز التيار قيمة pick up current خلال زمن التشغيل الموجود داخل ال settings ، وتظهر هنا كفاءة الريليه في قدرته على الالتزام بالقيم المحددة للتشغيل ، فإذا فصل الريليه بعد زمن أكبر أو أقل من زمن التشغيل المتوقع ، فهذا يعني أن كفاءته منخفضة وقد يؤدي إلى إخراجه من الخدمة .

ومعيار قبول ورفض هذا الريليه هو technical data الخاصة بهذا الريليه والموجودة داخل relay manual ، فمثلا من خلال technical data يمكن القول بأن زمن الفصل الكلي لهذا النوع من relays يجب أن لا يتجاوز 10 ms بينما فعليا ، فإن زمن الفصل هو 20 أو 30 أو 40 ms وحينها نقول شهد شاهد من أهله .

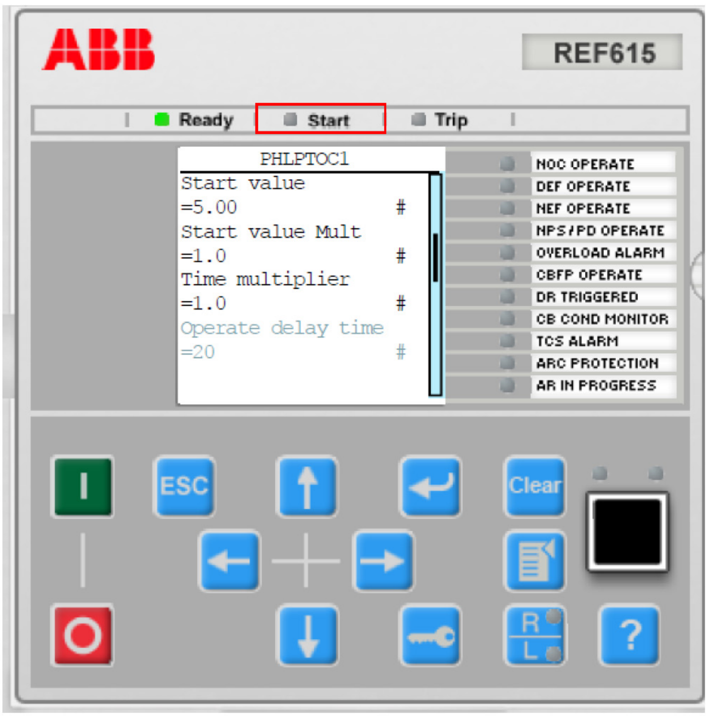
	Attribute		Value
	Starter operate time (≥ 2x*Is*)		20 ms, ± 20ms
t_{op}	Operate time	*char* = IEC-NI, IEC-VI, IEC-EI, IEC-LTI	$t_{op} = \frac{K}{\left[\frac{I}{Is}\right]^{\alpha} - 1} \times Tm$, ± 5 % absolute or ± 30 ms, for char = IEC-NI : K = 0.14, α = 0.02 IEC-VI : K = 13.5, α = 1.0 IEC-EI : K = 80.0, α = 2.0 IEC-LTI : K = 120.0, α = 1.0
		char = ANSI-MI, ANSI-VI, ANSI-EI	$t_{op} = \left[\frac{A}{\left[\frac{I}{Is}\right]^{P} - 1} + B\right] \times Tm$, ± 5 % absolute or ± 30 ms, for char = ANSI-MI : A = 0.0515, B = 0.114, P = 0.02 ANSI-VI : A = 19.61, B = 0.491, P = 2.0 ANSI-EI : A = 28.2, B = 0.1217, P = 2.0

أما طريقة الاختبار فيتم كالتالي، نفترض أن قيمة pick up current هي 5A ونقوم من خلال جهاز الحقن بحقن 4A وهي قيمة أقل من قيمة pick up current ، ومن ثم نقوم برفعها تدريجيا حتى نصل إلى قيمة 5A، و نلاحظ إذا ما تم إرسال قيمة pick up أم لا ؟



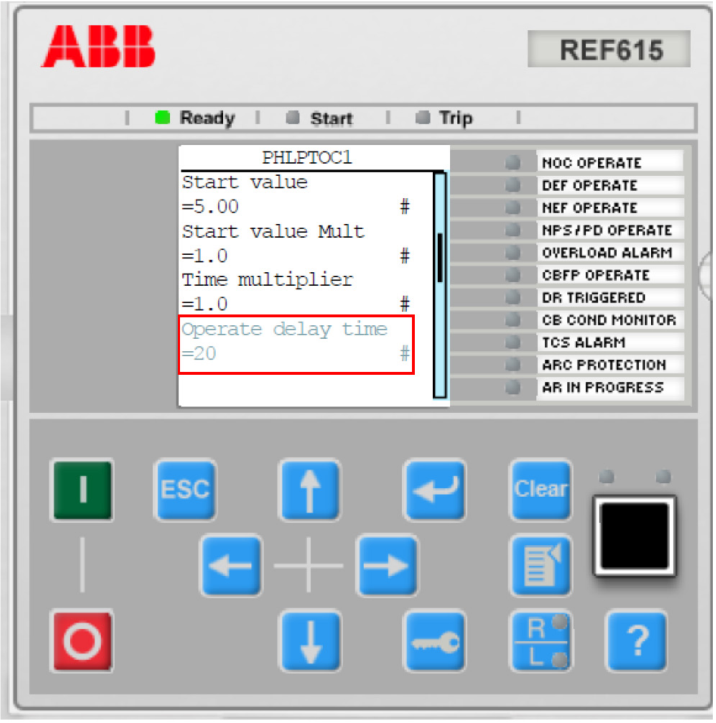


إذا ظهرت إشارة pick up alarm ، نسجل القيمة التي ظهرت عندها والتي تسمى pick up current، ومن ثم نقوم بخفض current تدريجيا حتى زوال هذه الإشارة ، وعندها نقوم بتسجيل القيمة عند هذه الإشارة والتي تسمى drop out current .

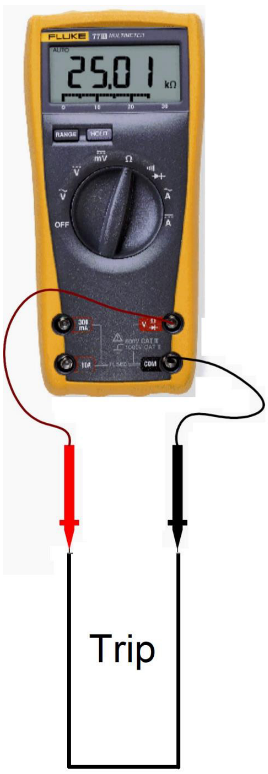


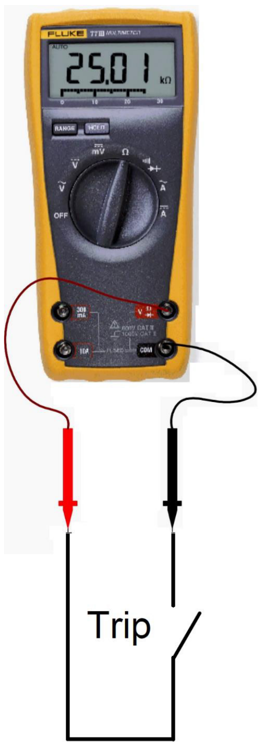
وعادة ما يتم وضع زمن التشغيل الخاص بالrelay عند اختبار pick up current صفر ، وذلك إن أردت الحصول على تغذية راجعة من خلال binary output للrelay .

وعادة ما يتم توصيل output contact القادم من ال relay من خلال ملتيميتر ويكون الملتيميتر على خاصية buzzer .



إذا أغلق output contact هذا يعني أن الملتيمتر سوف يعطي buzzer وهذا دليل على حدوث pick up currentحيث أن trip time هو صفر .





حينها نقوم بتدوين قيمة pick up current ، ومن ثم نقوم بخفض التيار تدريجيا حتى يزول buzzer ثم ندون قيمة drop off current .

Phase	Low Setting Table							
	Setting		Test Results					
	Pickup Current	Op-Time	I_{pickup}	Trip time	I_{Reset}	Rest factor	Pickup Current error	Op-Time error
R	5	0.5	489	0.51	486	0.993	-2.2%	2%
S	5	0.5	489	0.51	486	0.993	-2.2%	2%
T	5	0.5	489	0.51	486	0.993	-2.2%	2%

الهدف من حساب pick up current وال drop off current هو لإيجاد rest factor .

Phase	Low Setting Table							
	Setting		Test Results					
	Pickup Current	Op-Time	I_{pickup}	Trip time	I_{Reset}	Rest factor	Pickup Current error	Op-Time error
R	5	0.5	489	0.51	486	0.993	-2.2%	2%
S	5	0.5	489	0.51	486	0.993	-2.2%	2%
T	5	0.5	489	0.51	486	0.993	-2.2%	2%

ولفهم معنى rest factor ، فإنا نتخيل حدوث عطل أدى إلى زيادة قيمة التيار لقيمة أعلى من pick up current مما أدى إلى عمل الTimer الموجود بالريليه لعمل إشارة trip ، ولكن لنفترض أن العطل من النوع Transient fault بمعنى أن قيمة التيار انخفضت بشكل سريع قبل أن يشتغل ال relay .

نحن نتوقع في مثل هذه الحالة، أن يتراجع ال relay عن قرار trip بشكل سريع جدا ، لانخفاض قيمة تيار العطل عن pick up current ، هذا الرجوع هو ما يسمى drop off current ، و لقياس سرعة استجابة التغير في التيار ، فإننا نقوم بحساب rest factor والذي يساوي drop off current على pick up current .

$$Reset\ Factor = \frac{I_{drop\ off\ current}}{I_{pickup\ current}}$$

وبالتأكيد هذه القيمة هي أقل من واحد ، وكلما كانت قيمة ال rest factor أقرب لواحد يكون relay أكثر حساسية .

$$Reset\ Factor = \frac{I_{drop\ off\ current}}{I_{pickup\ current}} < 1$$

لأنه في الوضع الطبيعي ، إن قيمة التيار لو كانت أقل من قيمة pick up current، يجب ألا يعمل الrelay ، و rest factor هو من أحد العوامل المهمة التي يتم التحديد من خلاله المفاضلة بين ال relays لشركات التصنيع المختلفة .

	Attribute		Value
I_{op}	Operate level		105 % *Is*, ± 4 % or ± 1% *In*
	Reset level		≥ 95 % I_{op}
	Repeatability		± 1 %
	Variation	-10 °C to +55 °C	≤ 5 %
		f_{nom} ± 5 %	≤ 5 %

أما الاختبار الثاني ل over current و Earth fault relays هو timing test
الآن لدينا الاختبار الاول والذي هو pick up test والاختبار الثاني timing test .

OC/EF Relay Testing:

1-Pickup Test

2-Timing Test

مثلا، لوكان لدينا definite time و زمن الفصل له هو 5 ثواني ،فإنه يجب أن يفصل عند 5 ثواني ،وعليه يجب أن نتأكد من ذلك من timing test .

Group 1	
GROUP 1 OVERCURRENT	
I>1 Function	DT
I>1 Direction	Non-Directional
I>1 Current Set	1.000 A
I>1 Time Delay	5.000 s
I>1 tRESET	0 s
I>2 Function	Disabled
I>3 Status	Disabled
I>4 Status	Disabled
I> Blocking	1111
I> Char Angle	45.00 deg
V CONTROLLED O/C	
VCO Status	Disabled
GROUP 1 EARTH FAULT 1	

أما إذا كانت الخواص المستخدمة في هذا over current أو Earth fault relays هي inverse time curve ، فإننا نستخدم المعادلات الخاصة بها لحساب زمن الفصل .

Group 1		
GROUP 1 OVERCURRENT		
I>1 Function	IEC S Inverse	35.23
I>1 Direction	Non-Directional	35.24
I>1 Current Set	1.000 A	35.27
I>1 TMS	1.000	35.2A
I>1 tRESET	0 s	35.2F
I>2 Function	Disabled	35.32
I>3 Status	Disabled	35.40
I>4 Status	Disabled	35.47
I> Blocking	1111	35.4E
I> Char Angle	45.00 deg	35.4F
V CONTROLLED O/C		35.51
VCO Status	Disabled	35.52
GROUP 1 EARTH FAULT 1		

وبما أنه inverse curve هذا يعني أن زمن الفصل يختلف باختلاف قيمة التيار ، فكلما ارتفع تيار العطل انخفض زمن الفصل ،وعليه فإننا نقوم بحساب زمن الفصل ، عند قيمة ضعفين و ثلاثة أضعاف وخمس أضعاف قيمة setting current ، مثلا لو كان المنحنى المستخدم هو normal inverse curve ، فإنه يجب علي معرفة TMS حتى أعرف قيمة تيار الفصل المتوقع .

Function	Injected Current A	Expected Time sec	Operating Time in sec @TMS=1				Range sec
			R	Y	B	N	
Normal Inverse	2*Is						
	5*Is						
	10*Is						

حيث يمكن لنا حساب زمن الفصل بحالة normal inverse باستخدام المعادلات أو المنحنيات الخاص به ، و يمكن استخدام Excel sheet جاهزة، خاصة بحسابات OC و EF ، حيث يتم من خلالها وضع نوع المنحنى و TMS وقيمة تيار العطل، وعليه يقوم بحساب زمن الفصل له.

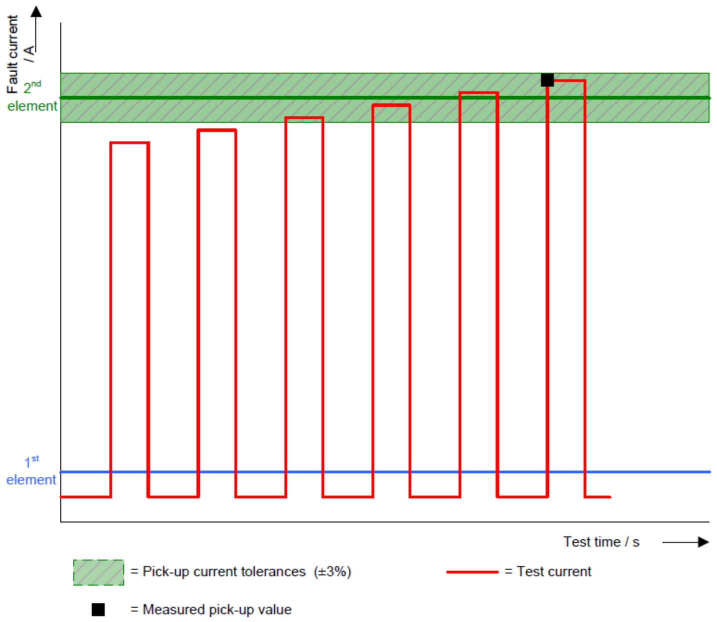
		CONSTANTS			
TOC	IEC CURVE TYPE	A	P	TIME (sec)	
	NORMAL INVERSE	0.14	0.02	10.029	
	VERY INVERSE	13.5	1	13.500	
	INVERSE	0.14	0.02	10.029	
	EXTREMLY INVERSE	80	2	26.667	
	SHORT TIME INVERSE	0.05	0.04	1.778	
	LONG TIME INVERSE	120	1	120.000	
	K1(TMS) set	1			
	I1> (set)	1.15			
	I(inj)	2.3			
	I(inj)/I1> (set)	2			

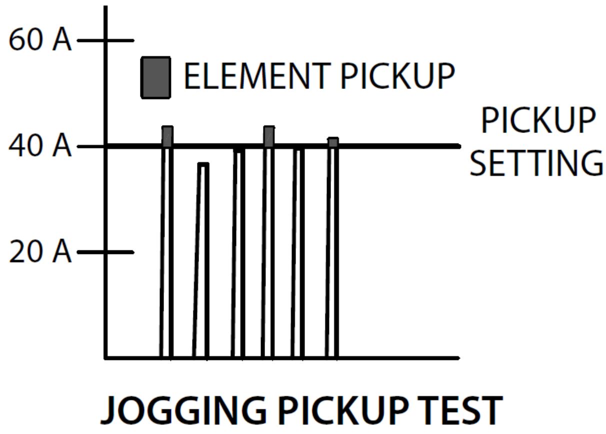
$$t = \frac{A}{I^{P} - 1} K$$

TOC: TIME OVER CURRENT

وبعد الانتهاء من حساب زمن الفصل المتوقع ، ضعفين وثلاثة وخمسة أضعاف قيمة setting ، فإننا نقوم بالفعل بحقن هذه التيارات ومراقبة زمن الفصل المتوقع ، ومن ثم نقوم بمقارنة زمن الفصل الناتج مع زمن الفصل المحسوب ، وحساب نسبة الخطأ بينهم .

إذا كنت تختبر pick up current ل instantaneous OC ، وكانت قيمة ال setting عالية جدا ، فإنه لا يمكن لك رفع قيمة current تدريجيا لاختبار قيمة pick up current ، وذلك لأن قيمة التيار العالية يمكن أن تحرق الملفات الخاصة بالrelay ، وبالتالي فإننا نقوم بعمل هذا الاختبار على شكل pulses ، بمعنى أننا نقوم برفع قيمة التيار درجة واحدة فقط وعمل on و off بشكل سريع والتأكد إذا ما عمل ال relay أم لا ؟





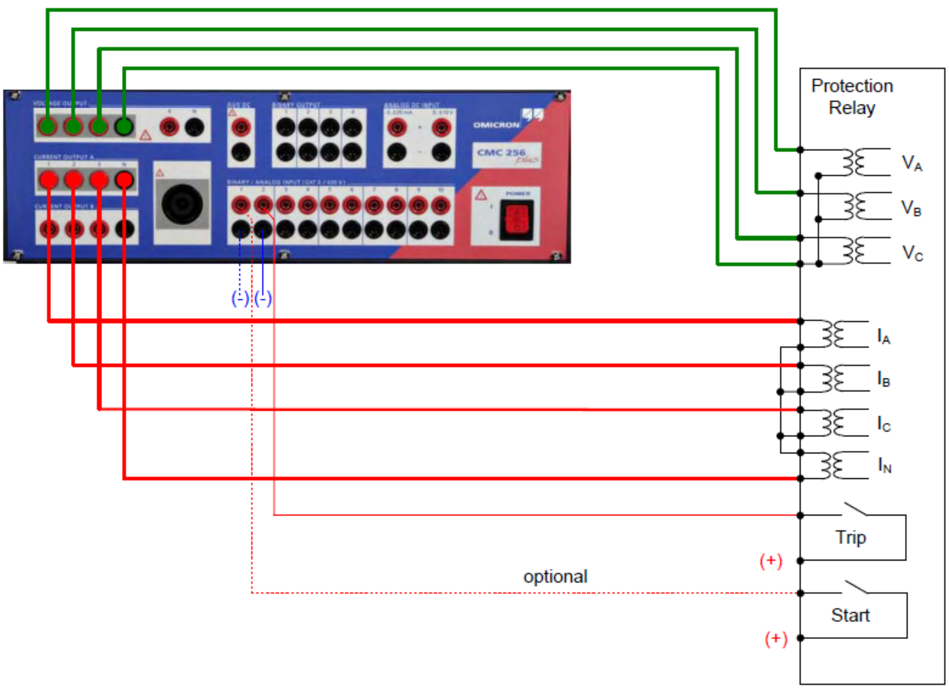
Current Setting Is (I>) A	Over Current Relay						Current Setting Is (Io>) A	E/F Relay (N)	
	R		Y		B				
	P/U A	D/O A	P/U A	D/O A	P/U A	D/O A		P/U A	D/O A

هناك بعض الملاحظات والنصائح العملية الخاصة باختبار ال over current و earth fault relay :

أولا : تأكد من قيمة التيار الذي يتحمله السلك قبل أن تحقن فيه أي تيار كي لا يحترق .

ثانيا : عند حقن قيمة تيار أعلى من قيمة ال pick up current الخاصة ب over current relay ولم يعمل ال relay ، فتأكد من الإعدادات من أن هذا ال relay هو non directional over current وليس directional over current حيث من المعلوم أن directional over current يحتاج إلى voltage و تيار و زاوية حتى يعمل .

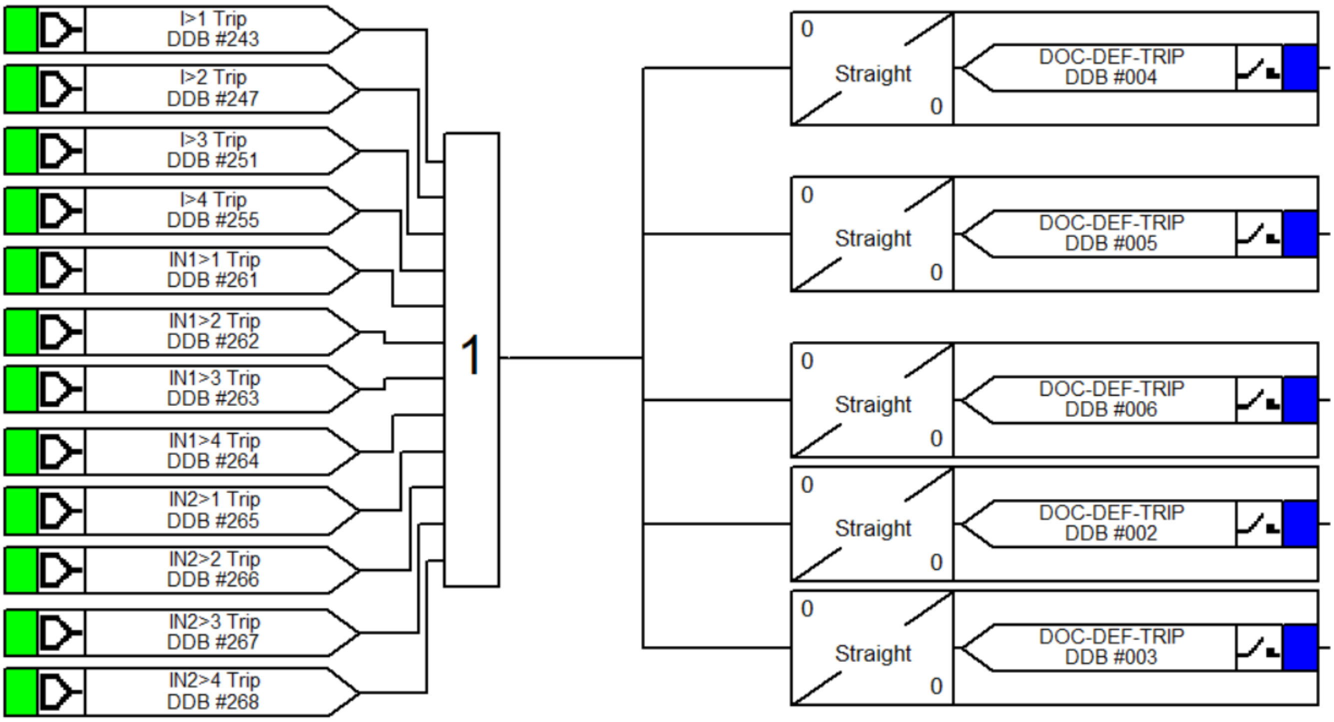
Group 1	
GROUP 1 OVERCURRENT	
I>1 Function	DT
I>1 Direction	Directional Fwd
I>1 Current Set	1.000 A
I>1 Time Delay	0 s
I>1 tRESET	0 s
I>2 Function	Disabled
I>3 Status	Disabled
I>4 Status	Disabled
I> Blocking	1111
I> Char Angle	45.00 deg
V CONTROLLED O/C	
VCO Status	Disabled
GROUP 1 EARTH FAULT 1	



ثالثا : تأكد من ال configuration الخاص ب output contact المستخدم للفحص وأنه هو نفسه المستخدم ل OC و EF protection Relay .

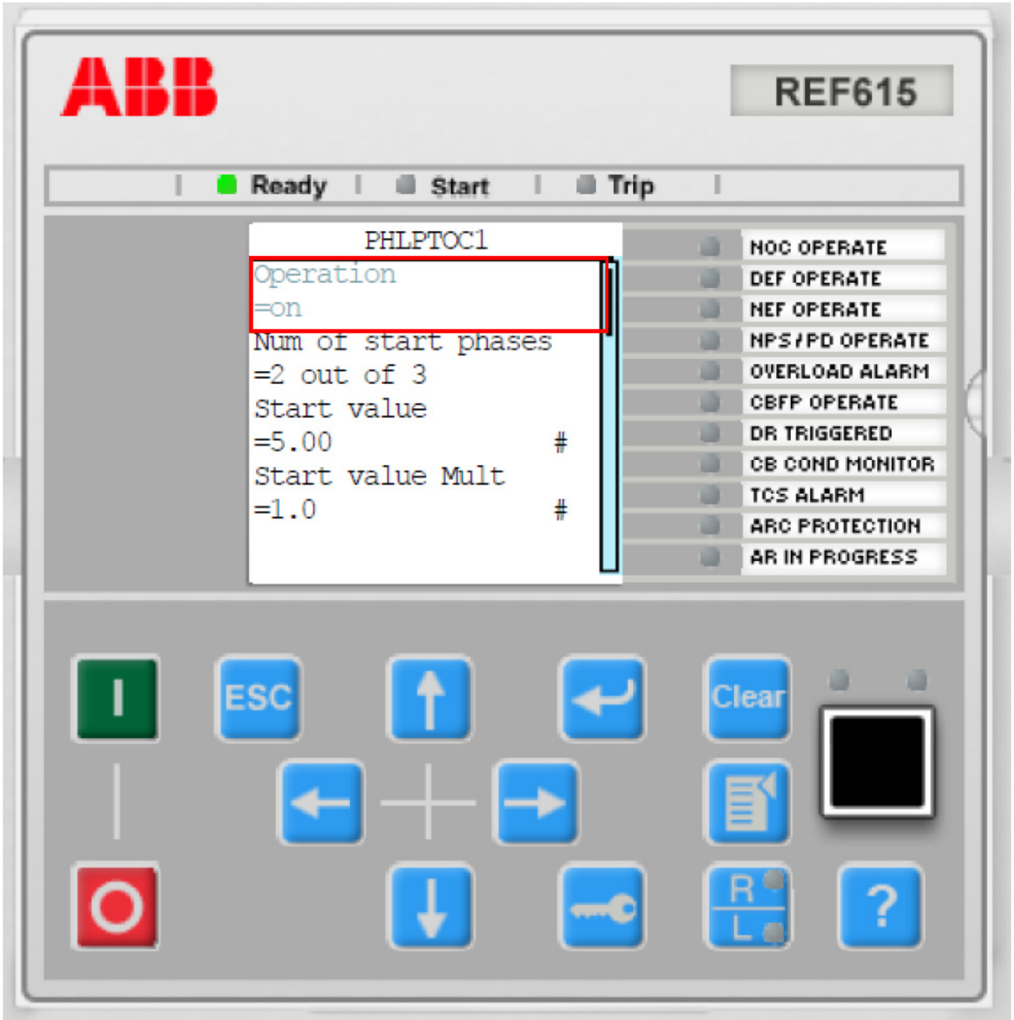
رابعا : إذا رفض جهاز الحقن أن يقوم بحقن أي تيار فتأكد من عدم وجود أي open circuit في الدائرة من خلال continuity test لأسلاك التيار .

خامسا : يجب أن يكون لديك multimeter لتتأكد من أن القيمة الخارجة من هذا الجهاز هي قيمة صحيحة قبل أن تقوم بحقنها إلى relay .





سادسا : إذا قمت بحقن قيمة تيار أعلى من قيمة ال pick up current ولم يعمل ال relay فتأكد من أن OC function في داخل ال relay في وضع on ولا تعتمد على software الموجود في laptop ، وإنما تأكد منه من ال relay مباشرة .

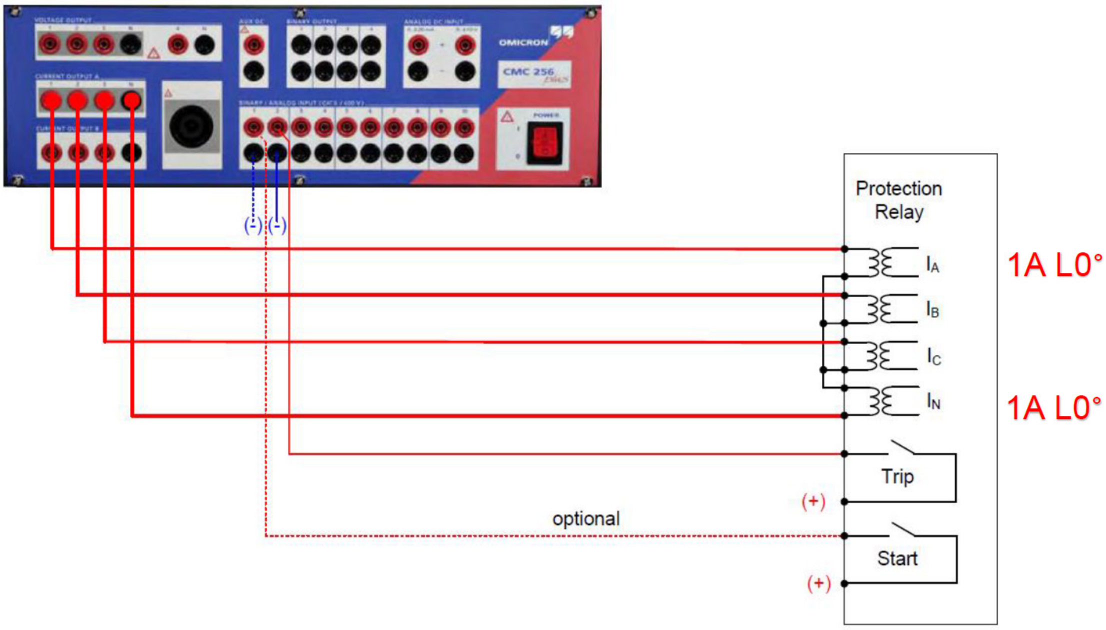


سابعا : قم بعمل measurement قبل البدء في أي اختبار من خلال حقن three phase voltage و three phase current بشكل متزن وتأكد من قيمة تيار في الneutral هو صفر .

MEASURMENTS CHECK: CURRENT INPUTS CHECK: (TS-1)

INPUT CURRENT	APPLIED VALUE (A)	CT RATIO APPLIED	DISPLAYED SECONDARY VALUE (A)	DISPLAYED PRIMARY VALUE (A)
IA	1	1200/1	1.001	1202
IB	1		1.001	1202
IC	1		1.001	1202

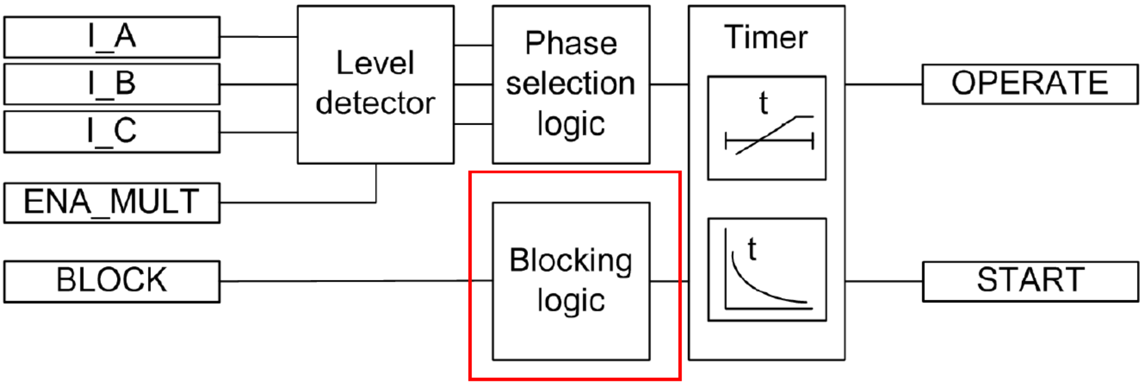
ومن ثم قم بحقن single phase على ال red winding لتتأكد من أن التيار الذي على ال red winding هو نفسه تيار الذي على ال neutral winding ، و أن زاوية ال red winding يجب أن تكون نفس زاوية ال neutral winding وليس 180 درجة .



ثامنا : يجب عليك مراجعة ال manual الخاص بهذا ال relay بالإضافة إلى دراسة ال drawing قبل البدء بالاختبار .



تاسعا : يجب عليك أن تتأكد من عدم وجود أي إشارة blocking داخل ال configuration الخاص في هذا ال relay ، ويجب أن تتأكد من هذا ال relay يحتاج إلى circuit breaker status لكي يعمل أم لا ؟



عاشرا : إذا كان ال relay يقرأ قيم تيار غير صحيحة فتأكد مباشرة من نقاط التأريض في اللوحة ، هل هي نفسها نقاط التأريض الخاصة في جهاز الحقن ؟

فإذا كانت نقطة التأريض بين ال relay وجهاز الحقن هي نفسها فإنه يجب إلغاءها فورا خوفا من نشوء circulating current وضياع التيار فيها .

أما إذا تم عزل تأريض جهاز الحقن بالكامل ومازال ال relay يقرأ القيم بشكل خاطئ ، فتأكد من توافق تردد جهاز الحقن مع تردد ال relay ، فإذا كان أحدهما 50 Hz يجب أن يكون الآخر 50 Hz وإذا كان هذا 60 Hz فيجب أن يكون هذا 60 Hz .



Name	Value
SYSTEM DATA	
Language	English
Password	****
Sys Fn Links	0
Description	=02
Plant Reference	XXX
Model Number	P141211A2M0210G
Serial Number	465222C
Frequency	50 Hz
Comms Level	2
Relay Address	1
Plant Status	0000000000000000
Control Status	0000000000000000

الحادي عشر : إذا كان زمن الفصل خاطئ فيجب عليك أن تتأكد ما إذا كان المنحنى المستخدم يتبع IEEE أو IEC standards .

الثاني عشر : إذا كانت قيمة pick up current المقاسة خاطئة فتأكد مباشرة من CT ratio إذا ما كان نفسه المستخدم ب الرسومات ، وهل primary ratio هو نفسه normal current المستخدم للrelay ؟

CT AND VT RATIOS	
Main VT Primary	400.0 kV
Main VT Sec'y	110.0 V
Phase CT Primary	800.0 A
Phase CT Sec'y	1.000 A
E/F CT Primary	800.0 A
E/F CT Secondary	1.000 A
SEF CT Primary	1.000 A
SEF CT Secondary	1.000 A

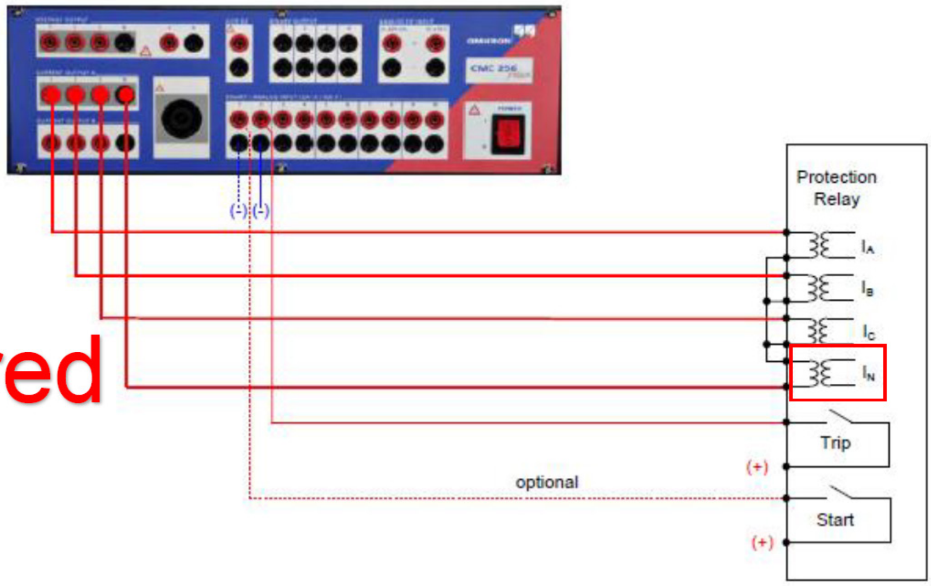
الثالث عشر : إذا أردت اختبار EF Protection وقمت بحقن تيار ولم يعمل ، فتأكد أولا بأن EF function هي ON .

فإذا كانت ON فتأكد أنها non directional EF، فإذا كانت Non directional فتأكد من إذا ماكان هذا EF calculated أو Measured .

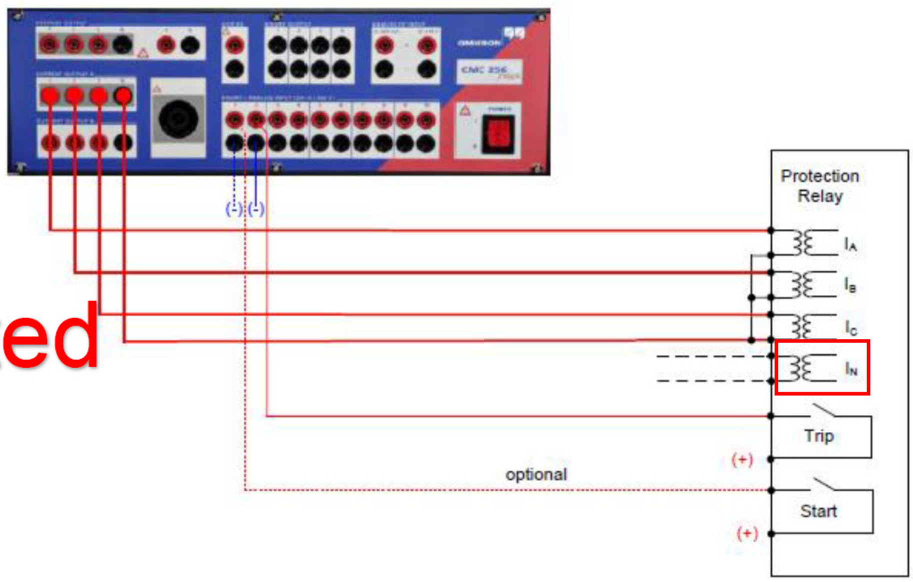
GROUP 1 EARTH FAULT 1	
IN1> Input	Measured
IN1>1 Function	DT
IN1>1 Direction	Non-Directional
IN1>1 Current	100.0 mA
IN1>1 Time Delay	410.0 ms
IN1>1 tRESET	0 s
IN1>2 Function	Disabled
IN1>3 Status	Disabled
IN1>4 Status	Disabled
IN1> Blocking	1111
IN1> POL	
IN1> Char Angle	-45.00 deg
IN1> Pol	Zero Sequence
IN1> VNpol Set	5.000 V

ويتم التأكد من ذلك، من خلال مراجعة الرسومات، فإذا كان هناك neutral winding خاص ل EF protection ، فهو measured EF ، أما إذا كان هناك R Y B windings ولا يوجد N winding ل EF ، فحينها يكون المستخدم هو Calculated EF .

Measured EF

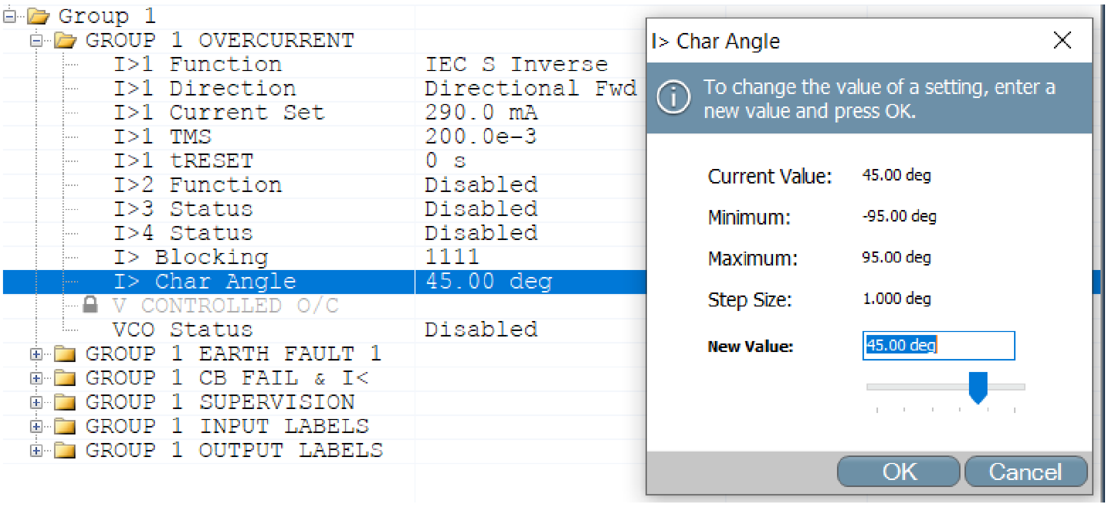


Calculated EF



الرابع عشر : عندما تقوم بفصل جهاز الحقن ، فإنه في بعض الأحيان يقوم هذا الجهاز بشكل أوتوماتيكي بحقن آخر قيمة وضعت عليه ، وهذا الحقن يؤدي إلى Relay ، ولا داعي للقلق هنا ، فالمشكلة ليست من Relay .

الخامس عشر : إذا كان directional overcurrent يظهر forward fault كأنه reverse fault أو العكس ، فراجع مباشرة ال Winding polarity المركب على relay ، وتأكد عند حقن ال single phase بأن الزاوية بين red winding و neutral winding يجب أن تكون نفسها وليس 180 درجة في ABB/Micom relays، ويجب عليك التأكد أن relay characteristic angle المستخدمة في final setting هي lagging أم leading ؟



فبعض ال relays تختلف في طريقة توصيف relay characteristic angle لذا يجب عليك مراجعة ال manual لمعرفة كيف يرى ال relay هذه الزاوية بالتحديد .

ويجب عليك أن تتأكد بأنك تقوم بتغيير زاوية التيار و ليس زاوية الجهد هذا ب classic concept ل directional protection ، أما ال directional protection التي تعتمد على symmetrical components فيجب عليك أن تتأكد من تغيير زاوية الجهد وإبقاء زاوية التيار على صفر .

Directional Test:

Applied Voltage (V)			Applied Current A	Expected Operating Current Angle	Actual Operating Current Angle	Direction
R	Y	B				
25 Angle 0.0	66.4 Angle 240	66.4 Angle 120	1	210-30	210 - 29	FWD
66.4 Angle 0	25 Angle 240	66.4 Angle 120	1	90-270	90 - 269	FWD
66.4 Angle 0	66.4 Angle 240	25 Angle 120	1	330-150	330 - 149	FWD

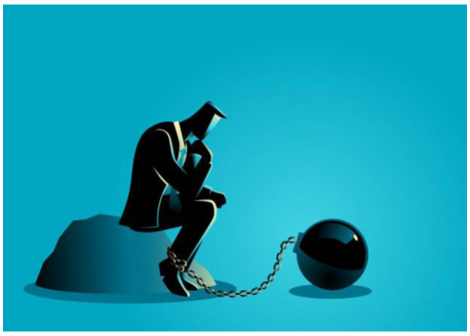
4

الفصل الرابع

الحماية التفاضلية

Differential Protection Principle

لماذا نحن بحاجة للبحث عن بديل للOvercurrent Protection ؟

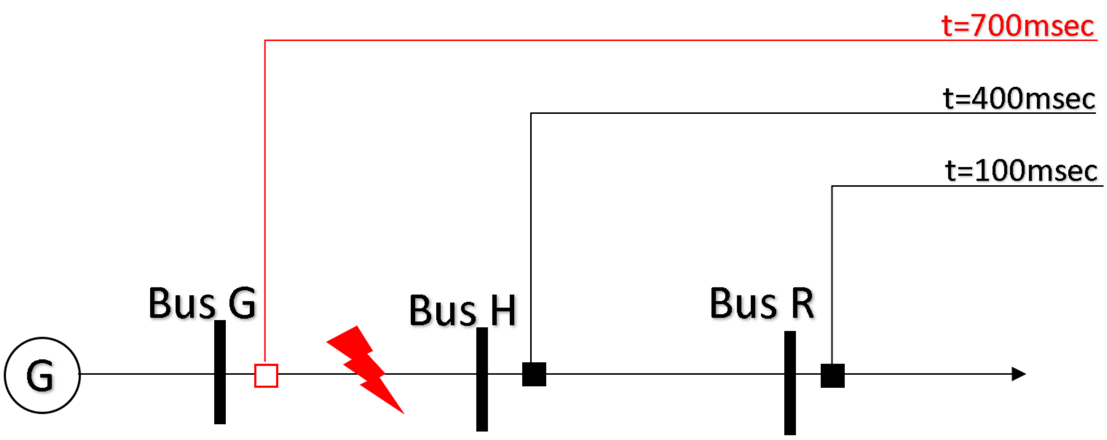


ال Overcurrent Relays على الرغم من بساطتها وسهولة التعامل معها ، إلا أنها لا تلبي جميع متطلبات الحماية الأساسية للنظام الكهربائي .

تم مواجهة صعوبة في تطبيق مبدأ الOC لعدة أسباب منها أنه يصعب عمل تنسيق زمني دقيق إذا كانت الشبكة معقدة .

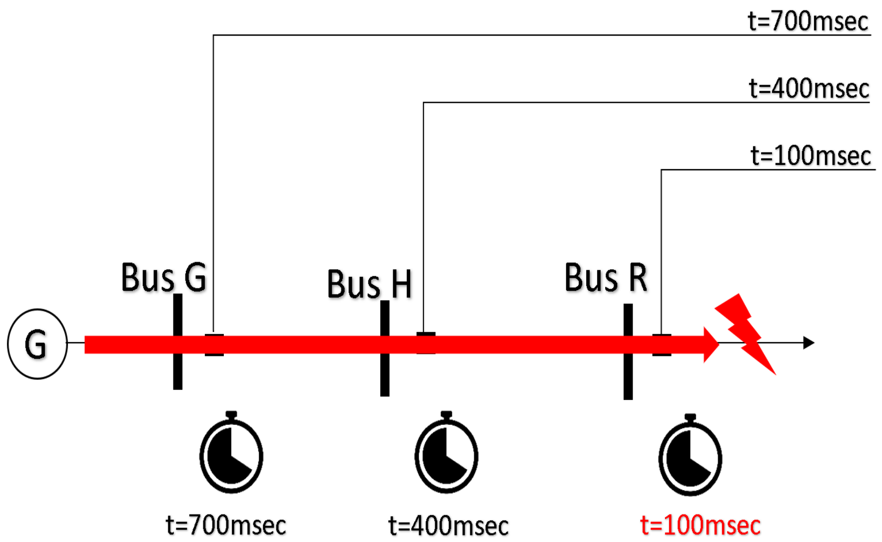
وقد لاحظنا أيضا في فصل الOC relay السابق أن زمن الفصلTripping time يزيد دائما باتجاه المصدر بغض النظر عن طريقة التدرج المستخدمة . وهذا بدوره قد يشكل خطرا على محطات التوليد ، وكذلك على محطات التحويل بالإضافة إلى التأثير المباشر على اتزان الشبكة لحظة حدوث العطل.

لاحظ معي التدرج الزمني في هذا الشكل أن زمن الفصل يزداد كلما اقتربت من المصدر فاذا حدث عطل هنا , فإن زمن فصل العطل سوف يكون 700msec وهو زمن مرتفع نسبيا ، والزمن مرتفع أصلا لتحقيق تنسيق زمني ، صحيح؟

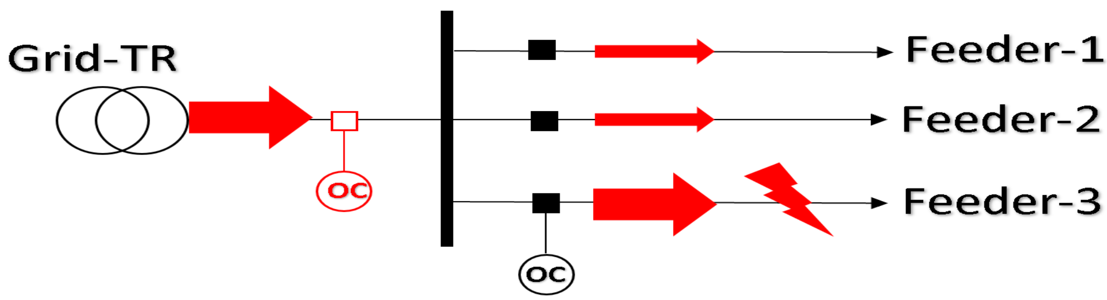


حيث في حال كان العطل بعد BB-R يجب أن يفصل R بعد زمن 100msec فاذا لم يفصل R فيجب أن يفصل H , فاذا لم يفصل H يجب أن يفصل الأبعد وهو G ، و الأمر يتم بشكل تدريجي .لاحظ أنه عند حدوث هذا العطل فإن الثلاث ريليهات سوف تشعر به ، لأن التيار يمر من خلال جميع CT's على التوالي ، و عليه فإن الثلاث ريليهات سوف تصدر Start signal في نفس اللحظة , وهذا يعني أن العد التنازلي سوف يبدأ في الثلاث ريليهات في نفس اللحظة !

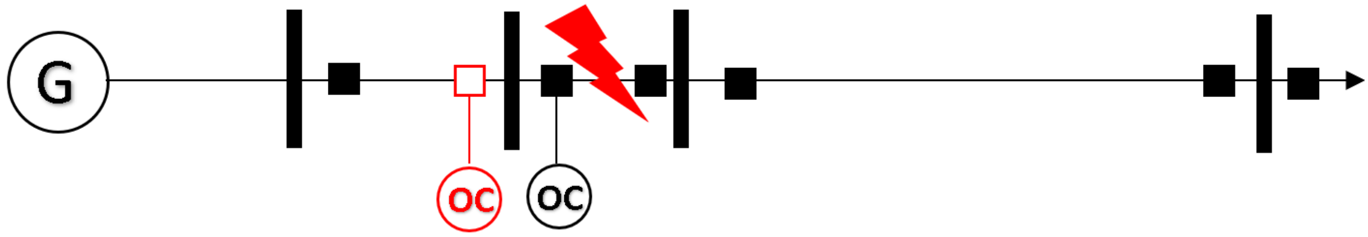
إذا لم يفصل القاطع R بعد 100msec فإن القاطع H سوف يفصل بعد 300msec وليس 400msec , لأن كلا Timers لـR وH هنا بدءا بنفس اللحظة , وكأن الريليه H أعطى مهلة 100msec للريليه R حتى يعمل .



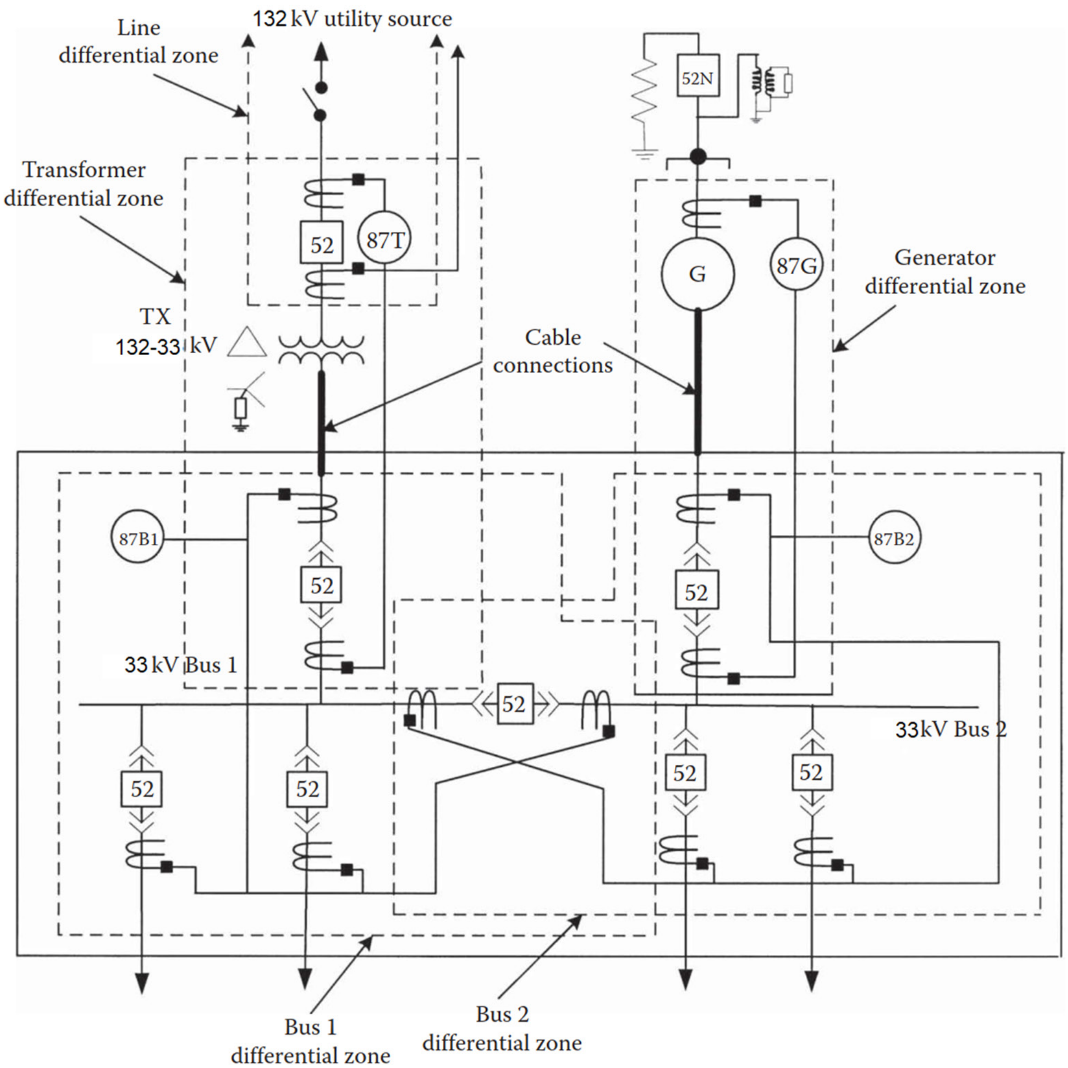
ومن المشاكل أيضا أن ال Overcurrent Relays لن تصلح أن تكون Main protection لمحول مثلا بسبب عدم قدرتها على تمييز مكان العطل، حيث سيظل Overcurrent Relay عاجزا عن تمييز مكان العطل، وهل هو داخل حدود العنصر أو الElement المراد حمايته أم خارجه ، لأنه بمجرد زيادة التيار عن قيمة الSetting فإن ال OC Relay سيشعر به بغض النظر عن مكان هذا العطل.



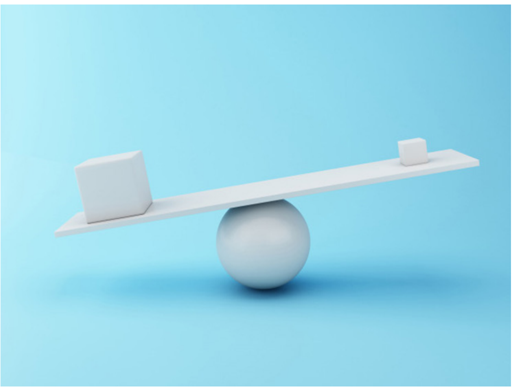
أما الخطوط القصيرة فيصعب على Overcurrent Relays التمييز بين قيم تيار العطل في بداية الSection مثلا ، و بين قيمته في الSection التالي ، اذن ال OC Relay سوف يقول لي أنه شعر بوجود عطل ما في الشبكة الكهربائية ,ولكن ليس له علاقة بمكان أو موقع العطل بالضبط ، ولا علاقة له بمعرفة العنصر الذي حدث عليه Overcurrent هل حدث العطل على OHL أم على المحول أم على الMotors وهكذا .



كانت هذه المشاكل وغيرها الدافع الأساسي للتفكير في أسلوب حماية مختلف، وعندها نشأ مفهوم "حماية الوحدة" أوال Unit Protection حيث يتم حماية كل منطقة أو Zone في الشبكة الكهربائية بشكل مستقل تماما عن غيرها .

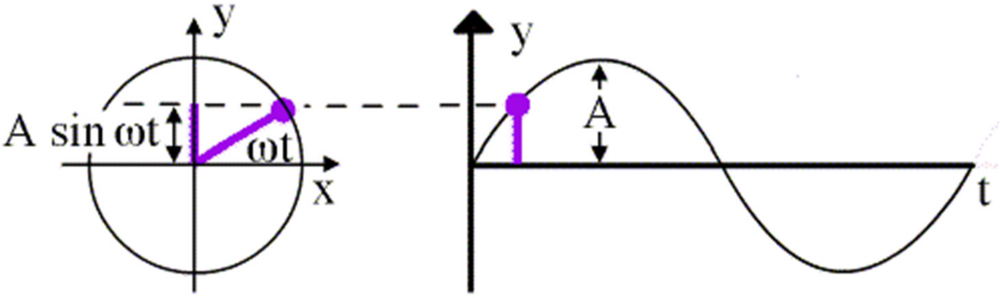


: Unit Protection



مفهوم Unit Protection يطلق على أي حماية يعتمد تشغيلها على **مقارنة** كميات كهربائية سواء تيار أو جهد بين بداية ونهاية المنطقة المراد حمايتها.

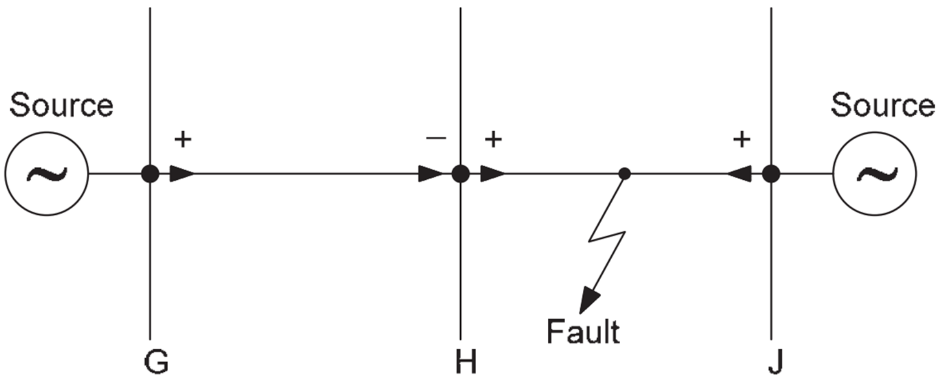
وبالتالي فإن مبدأ عمل ال Unit Protectionيعتمد على تحديد الاتجاه النسبي لتيار العطل , ولا يمكن تحديد الاتجاه إلا من خلال مقارنة القيم التي تم قياسها في بداية ونهاية الZone مقدرا واتجاها **"magnitude and phase"** , وهذا المبدأ هو العامل الأساسي الذي يعتمد عليه كثير من أنظمة الحماية .

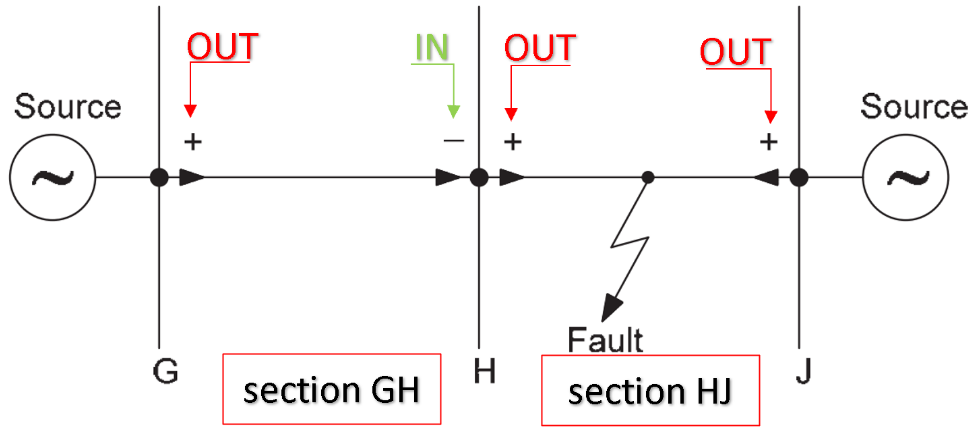




• في البداية يجب أن نتفق على مصطلح أو تعريف كلمة "اتجاه" حتى تكون اللبنة الأساسية لبداية فهمنا في هذه الدورة , فإذا كان التيار خارج من الBusbar بإتجاه الFeeder فإنه يعتبر **موجب** , أما اذا كان التيار خارج من Feeder بإتجاه الBusbar فإنه يعتبر **سالب**.

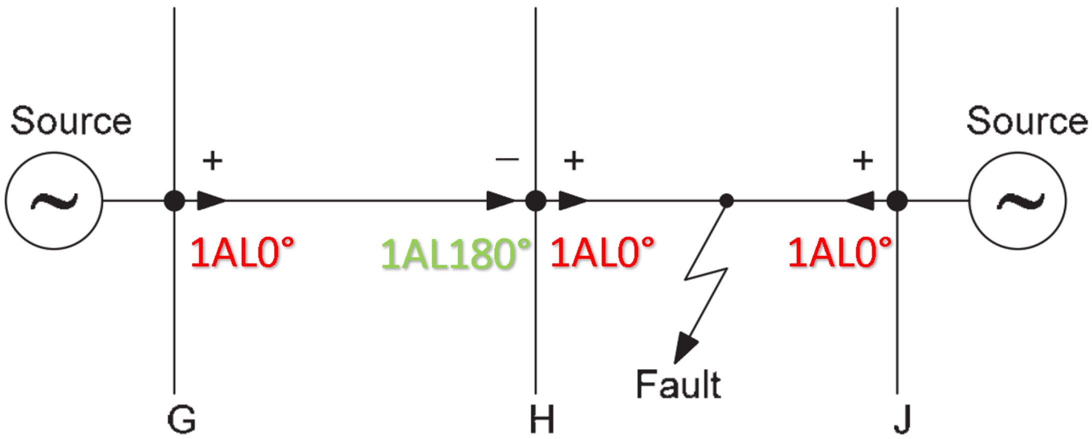
فكما نلاحظ في الصورة فإن التيار الخارج من BB-G يعتبر موجب , بينما نفس التيار الداخل الى الBB-H يعتبر سالب , وفي نفس الوقت فإننا نعتبر أن كلا التيارين المتجهين لتغذية منطقة العطل في الخط HJ بأنهم موجبان , وذلك لأنهم خارجين من الBB بإتجاه الFeeder المعطل.





فإذا افترضنا أن التيار الموجب قيمته 1 امبير بزاوية 0 درجة , فإن التيار السالب يجب أن يكون 1 امبير بزاوية 180 درجة , ولا فرق في القول 1-1 أو 1L0+1L180 فإن المحصلة تبقى صفر.

و بالتالي فإن التيار الداخل الى ال protected zone يعتبر موجب بينما التيار الخارج من ال protected zone يعتبر سالب .



إذن محصلة مجموع التيارات في (section GH) السليم هو صفر .

$$\sum I_{section\ GH} = (1A\angle 0° + 1A\angle 180°) = 0A$$

بينما محصلة مجموع التيارات في (section HJ) والذي حدث عليه العطل هو 2 امبير .

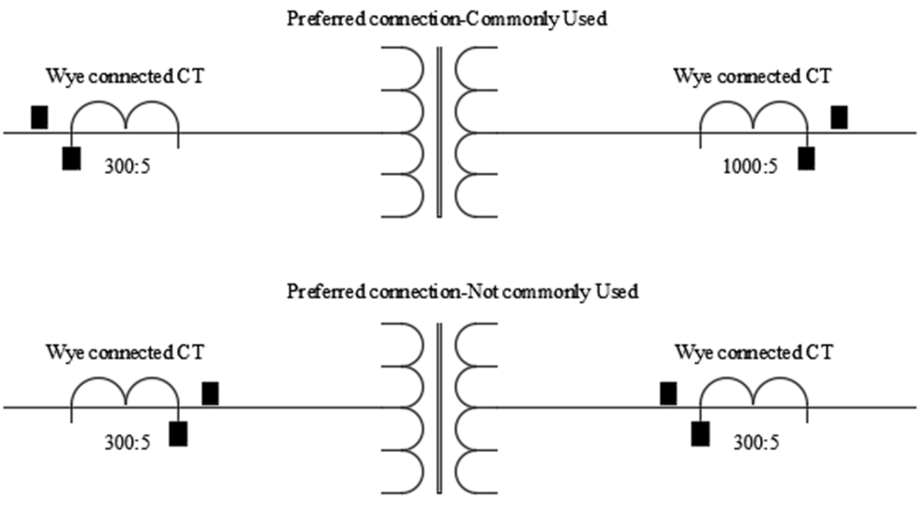
$$\sum I_{section\ HJ} = (1A\angle 0° + 1A\angle 0°) = 2\angle 0° A$$

إهمال هذه القاعدة سوف يوقعك في مشاكل كثيرة في اختبارات الStability ، و بالأخص تحديد حدود المنطقة المراد حمايتها ، وهذه القاعدة تتوافق مع جميع الأنظمة العالمية لتحليل الشبكات الكهربائية.

وهنا أيضا تأت أهمية التركيز على الCT polarity في تحديد دخول وخروج التيار , حيث لو كانت الpolarity خاطئة فإن الريليه سوف يعتبر كل input current كأنه output current والعكس .

وكما قلنا من قبل في حلقة رقم 15 الCT location
https://www.youtube.com/watch?v=o5ggkJXbWqo

فإن مكان وضع الCT هو الذي يحدد بداية ونهاية الzone المراد حمايتها protected zone ، وهو الذي يقوم أيضا بمراقبة جميع التيارات الداخلة والخارجة خلال الprotected zone و أنه يجب تحديد مكان تركيب CT بطريقة استراتيجة تحقق لي Overlapping protection بين مناطق الحماية المختلفة.



CT connections resulting in 180 deg phase angle shift from primary to secondary

المقصود بUnit أو الوحدة هي المولد بحد ذاته أو المحول أو البسبار، وربما كانت أحد خطوط النقل القصيرة، وفي كل الأحوال فإن Differential Relay لن يعمل إلا إذا كان العطل **داخل حدود** منطقة العنصر المراد حمايته فقط ،وهذا يعني أنه يجب أن **لا يشعر** بأي عطل خارج حدود منطقة العنصر المراد حمايته مهما كانت قيمته.

يعني اذا حدث عطل على المحول فإن الحماية التفاضلية للمحول هي المسؤولة عن عزل المحول وقطع امداد تغذية تيار العطل ، وذلك من خلال فتح قاطعي الHV وLV side ، واذا حدث عطل على الخط فإن الحماية التفاضلية للخط هي المسؤولة عن عزل الخط وقطع امداد تغذية العطل من خلال فتح قاطعي الLocal و Remote end CB لهذا الخط ، واذا حدث عطل على البسبار فإن الحماية التفاضلية للبسبار هي المسؤولة عن هذه المنطقة وتقوم بفتح أي قاطع فيه احتمال أن يتم تغذية العطل من خلاله ، وكل حماية هي مستقلة تماما عن الأخرى .

و نريد التنويه هنا لأمرين غريبين في وقاية المولدات، ووجه الغرابة أنك ستجد عكسهما تماما مع وقاية أى عنصر آخر!! فما هما؟

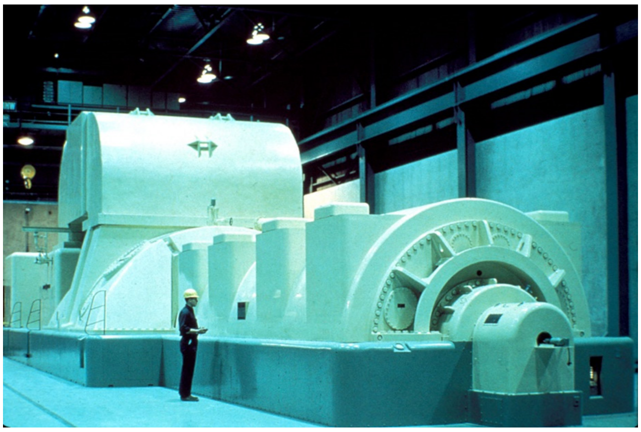
- **الاختلاف الأول:**

معلوم أنك حين تريد عمل وقاية لكابل مثلا فإنك تضع منظومة الوقاية وتحديدا الــ CB فى أول الكابل ، فإذا حدث عطل في الكابل "أمام " الـ CB فسيتم فصله لحماية الكابل ، أما في حالة المولد فإن الــ CB يفصل في حال وجود أعطال "خلف" الــ CB وليس "أمامه"!! وهذا عكس وقاية كل عناصر المنظومة الكهربية!!

- **الاختلاف الثاني:**

في حال اكتشاف عطل على أي عنصر من عناصر منظومة لكهرباء فسيتم فصل القاطع CB لعزل العطل وتنتهى القصة!! ، أما في حالة المولد فإن فصل القاطع فقط لن يعزل العطل!!، بل إن العطل سيستمر حتى بعد فصل الــ GCB ، فمجرد فصل القاطع أمام المولد يمنع فقط تغذية العطل من جهة الشبكة ، لكن سيظل العطل متغذيا من جهة المولد!!! ، وهذا عكس وقاية كل عناصر الشبكة التي يتم تأمينها بمجرد فتح الــ CB !!

والحل في حالة وقاية المولدات هو أنه مع فصل الــ CB يجب فى نفس الوقت فصل التربينة ، وكذلك عمل de-energization للــ Exciter ، وإلا سيستمر العطل متغذيا من ملفات المولد التى لاتزال تدور وتولد كهربا!!



Electrical Generator



Power Transformer

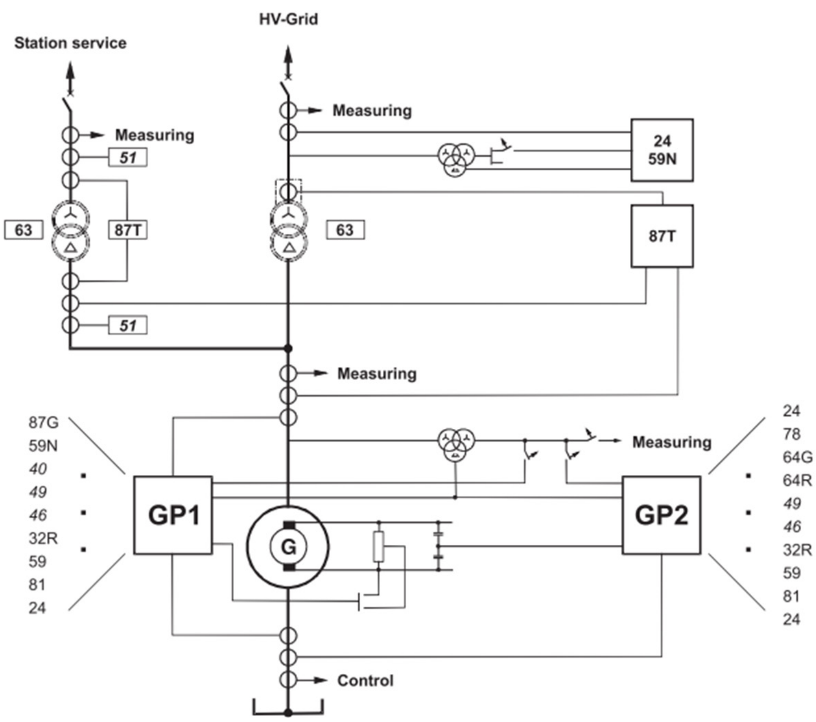


Busbar



Transmission Lines

ونريد التنويه أيضا أن ذكر مصطلح "Unit Protection" في الستاندرد الأمريكي يقصد به الحماية المقدمة للمولد فقط.

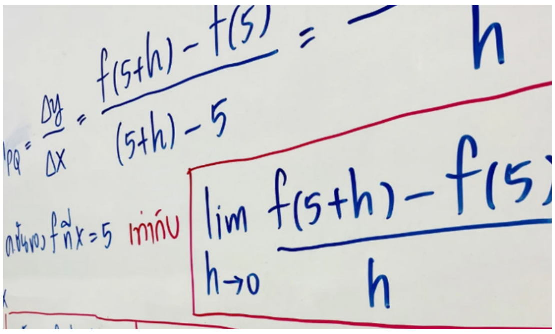


تم تطبيق Differential protection بشكل فعلي في نهاية القرن التاسع عشر ، وكانت من أوائل أنظمة الحماية المستخدمة على الإطلاق ، عندما نقول لك كلمة Differential Relay فإنها تعني مرحل تفاضلي أو مرحل فرقي .

مع العلم أن المراجع العربية اختلفت فيما بينها في ترجمة كلمة Relay فمنهم من قال أنه **مرحل** -أي يقوم بترحيل إشارة الTrip الى CB- ، ومنهم من قال أنه **مناول** -أي تناول او تعطي إشارة Trip الى الCB- ومنهم من قال انه **متمم** -الذي يتمم أو يكمل عملية Tripping للCB- ، فالاختلاف يصنع الجمال والأهم أن تبقى النقاط المشتركة هي محور الاهتمام.

وبغض النظر هو مرحل ،مناول، متمم فإن المعنى واحد فالعبرة في الحكم على الأشياء بالمسميات لا بالأسماء.

عندما نقول هو مرحل تفاضلي فمعنى كلمة التَّفاضُل في الرياضيات ، أي المفاضلة أو المقارنة أو الموازنة بين كميتين فيزيائتين ، بينهما ارتباط بإيجاد معدّل تغير إحداهما بالنسبة للأخرى .



ولاحظ أيضا أن بعض المراجع العربية فسرت كلمة Differential Relay بالمرحل الفرقي وهي ترجمة دقيقة وحرفية , فمعنى كلمة الفرق يختلف تماما عن كلمة الطرح.

فمثلا اذا قلت لك ما نتيجة طرح 5 من 4 فسوف تجيب 1- , بينما لو قلت لك ما قيمة الفرق بين الرقمين 5 و 4 فسوف تقول لي 1 , اذن الاختلاف بينهما سوف يكون بالإشارة السالبة , وكأننا نقول أن كلمة الفرق هي القيمة المطلقة لنتيجة الطرح.

-1=4-5

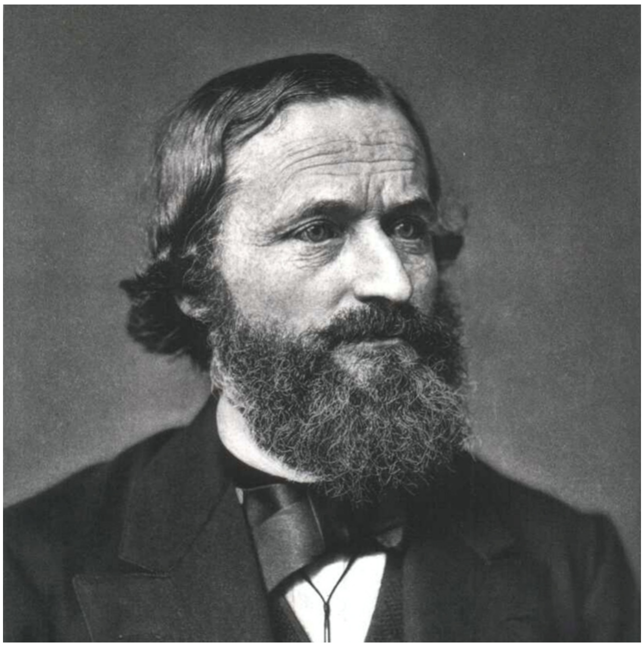
+1=|4-5|

واذا ذكرت لك مصطلح القيمة المطلقة فهذا يعني أن النتيجة يجب أن تكون موجبة دائما

+2=|-2|

إذن من تعريف كلمة Differential نستنتج شيئين : الأول أن هناك **مقارنة** بين قيمتين ، والشيء الثاني أن نتيجة هذه المقارنة يجب أن تكون دائما **موجبة** ,وهذا يعنى أنه لا يهمنا أصلا أي القيمتين أكبر من الأخرى بقدر ما يهمنا مقدار الفرق بينهما .

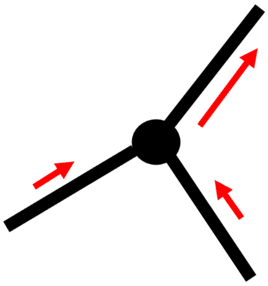
تعتمد فكرة عمل ال Differential protection على قياس قيمة مجموع التيارات **الداخلة** الى المنطقة المراد حمايتها ، وقياس قيمة مجموع التيارات **الخارج** منها معتمدا على قانون كيرشوف الأول للتيار .



Gustav Robert Kirchhoff

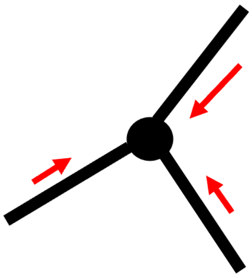
12March 1824 – 17October 1887

والذي ينص مبدأه على أن جميع التيارات الداخلة الى Protected Zone معينة يجب أن يساوي جميع التيارات الخارجة منها وبالتالي فإن الفرق بينهم الأصل أن يساوي صفر .



$$I1 + I2 + I3 = \Sigma I = 0$$

وأن أي اختلاف بين التيارات الخارجة عن الداخلة أو أن المجموع الاتجاهي لجميع التيارات الداخلة والخارجة لا يساوي صفر لهو أكبر دليل على وجود عطل داخلي بينهما.

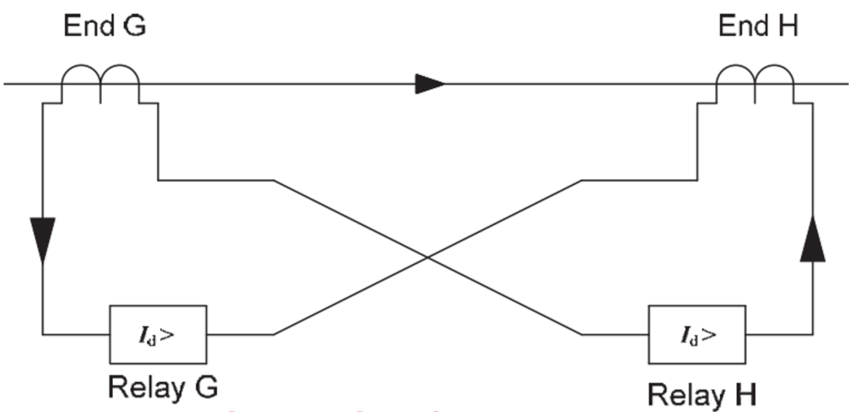


$$I1 + I2 + I3 = \Sigma I \neq 0 \Rightarrow \text{Fault}$$

فإذا اختلفت التيارات الخارجة عن الداخلة فإن الفرق بين مجموع التيارات الداخلة والخارجة يسمى باسم ال Differential current او قد نسميه باسم الOperating current وهذا النوع من الريليهات تسمى ب Current Balance Differential Relay .

$$\Sigma I = I1 + I2 + I3 \Rightarrow \text{Differential current}$$
$$\Rightarrow \text{Operating current}$$

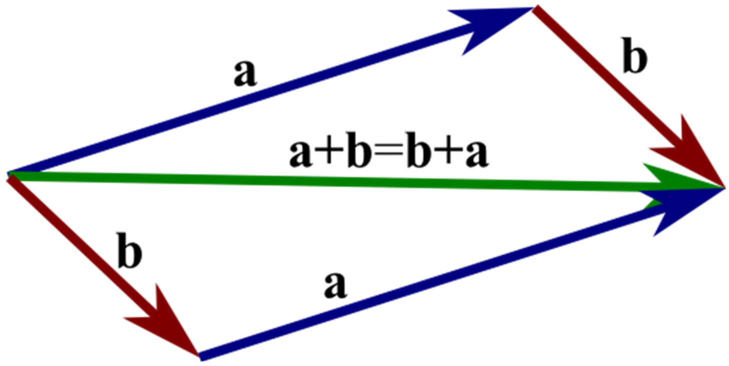
مع العلم أن هناك أنواع أخرى من ال Differential protection تعتمد على قياس الفولتية وليس التيار وتسمى Voltage Balance Differential Relay وهو غير منتشر حاليا في المحطات الحديثة .



Balanced voltage system

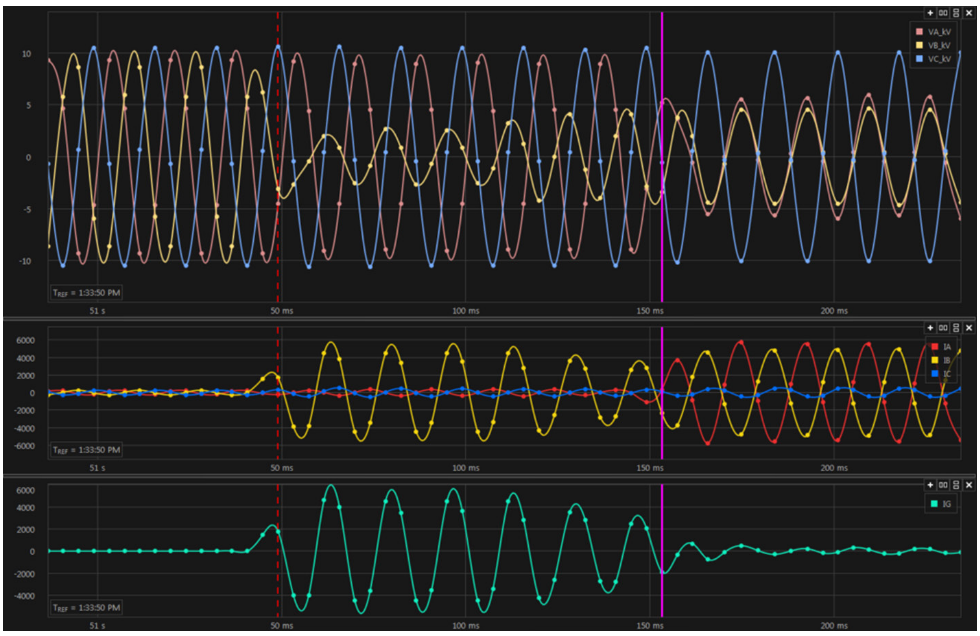
عند استخدام Current Balance Differential Relay ففي الظروف الطبيعية فإن مجموع التيارات الداخلة الى نقطة يجب أن تساوي مجموع التيارات الخارجة منها وبالتالي فإن الفرق بينهم أو Differential current يجب أن يساوي صفر نظريا.

والمقصود بكلمة مجموع التيارات الداخلة والخارجة يقصد به **الجمع الاتجاهي** Vector summationوالتي يتم التركيز فيها على المقدار والاتجاه, وليس **الجمع الجبري !**



حيث أذكر أنه قال لي أحد المهندسين مرة أن بعض الريليهات تجمع التيارات لإيجاد Differential current ، والبعض الآخر يقوم بطرحها ! وهذا خاطئ تماما فجميع الريليهات على الإطلاق تقوم بVector summation لإيجاد قيمة . Differential current

في حالة وجود عطل داخل المنطقة المراد حمايتها فإن تيار الدخول حتما سيختلف عن تيار الخروج في المقدار والاتجاه , وهذا سوف يحدث فرقا يسبب ظهور ما أسميناه . Differential current



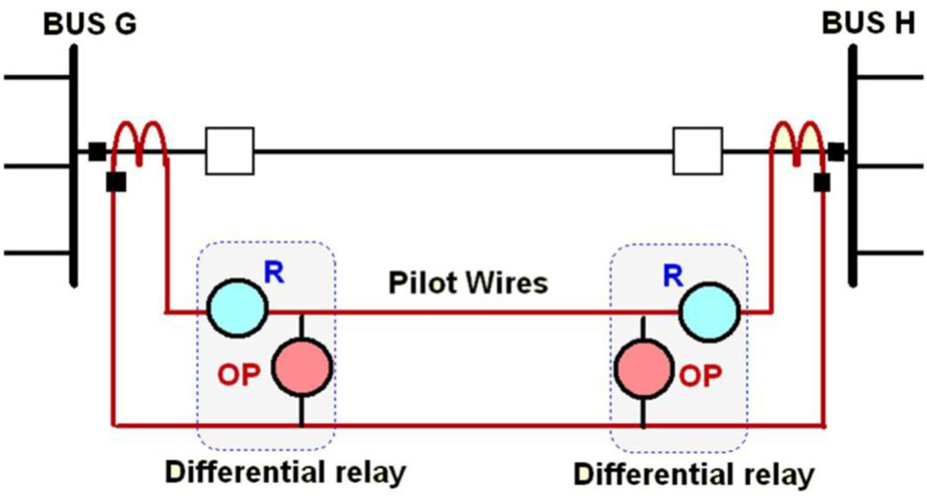
فإذا تجاوزت قيمة ال Differential current قيمة Differential Current Setting الموضوعة داخل الريليه ، فإن هذا سوف يسبب تشغيل هذا Differential Relay ، وهذه فكرة عمل الRelay بكل بساطة , وكأننا نتعامل معها بصيغة if conditional في برمجية الحاسوب .

IF Σ I > differential current setting Then Trip Diff Protection

وبالتالي فإننا نستنتج أن ظهور Differential current لهو دليل على وجود Internal faults نظريا، ولكننا قمنا بوضع Setting لزيادة الأمان وتجنب أي mal-operation أو تشغيل خاطئ للريليه ناشئ بسبب وجود مشاكل عملية عديدة منها ال CT error مثلا, وسوف نشرح تفاصيلها لاحقا .

وزيادة قيمة الSetting يعني نقصان في حساسية الريليه , وتقليل قيمة الSetting هو زيادة في حساسية الريليه .

تطبيق ال differential protection على ارض الواقع يعتبر بسيط في حال كانت الأجزاء المراد حمايتها محصورة في منطقة جغرافية محددة
(generators, transformers, busbars) ، والتي تكون فيها الCT's على كلا الطرفين قريبة من بعضها , وفي هذه الحالة نستطيع توصيل CT wires كلها بشكل مباشر إلى الريليه .
أما في حالة HV cables أو overhead lines فإننا نقوم بتوصيل local CT إلى الريليه ونضطر إلى نقل التيارات المقاسة من الطرف الآخر عبر مسافات كبيرة حتى نتمكن من مقارنتها ، فنلجأ إلى استخدام pilot wire وهو "Special Communication Cable " للdifferential protection للمسافات التي تصل الى 25km تقريبا .





أما في ريليهات ل differential protection الحديثة فأصبح بالإمكان استخدام digital communication من خلال fiber optic cables في long overhead lines للمسافات التي تصل حتى 100km تقريبا.

أما ال High impedance differential protection فهو نوع خاص و مختلف من ال differential protection متصل مع مقاومة عالية على التوالي , لتساعدني في تحقيق استقرارية لنظام الحماية أثناء حدوث External fault يجعل الCT يدخل في مرحلة ال saturation.

وعادة ما نستخدم هذا النوع من الحمايات مع Busbars و Generators و Motorsو Reactorsو Transformers والتي يكون فيها جميع الCT متصلة بشكل مباشر إلى الريليه.

ومن سلبياته أن جميع الCT المستخدمه يجب أن تكون متماثلة تماما بجميع المواصفات .
الهدف من هذا الجزء من الكتاب هو شرح مبدأ عمل ال differential protection بشكل عام فقط دون الدخول إلى التفاصيل والتي سوف نتطرق لها لاحقا .

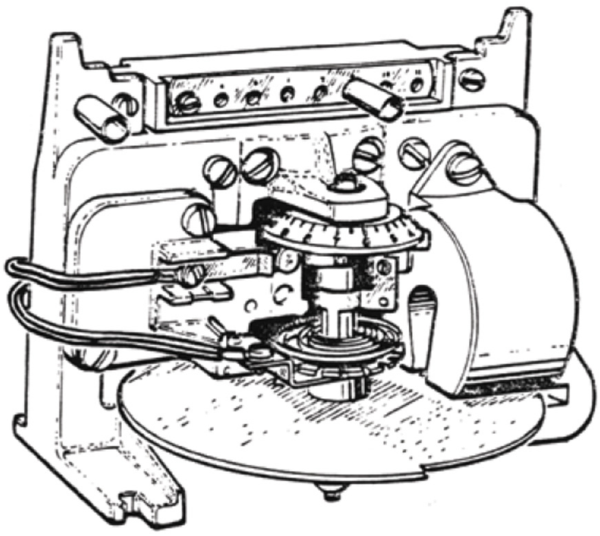
شرحنا لكم سابقا عن مبدأ عمل Differential protection بشكل عام وما هي فلسفة تشغيله وقبل الانتقال إلى تفاصيل Numerical differential protection ، فإننا نفضل أن نشرح لكم تاريخ تطور الRelays وكيف تغيرت التكنولوجيا المستخدمة وكيف انتقلنا من electromechanical relays إلى static relays ومن ثم إلى digital relays وفي نهاية المطاف إلى numerical relays.

فكونوا معنا ....



مع تطور التكنولوجيا اصبح حجم الريليه أصغر ووظائفة افضل وخاصة من ناحية تحقيق Reliability أعلى بسبب استحداث تقنيات لم تكن موجودة في أنواع الريليز القديمة. جميع تركيزنا في هذا الفصل من الكتاب سوف يصب في numerical relays, ولكن سوف نذكر لكم نبذه عن باقي الأنواع بسبب كثرة وجودها في المحطات القديمة ولا تزال تقدم الخدمة بشكل جيد ويمكن الاعتماد عليها .

: Electromechanical Relays



الجيل الأول هو electromagnetic / electrome- chanical relays ويعود تاريخها إلى حوالي 100 عام .

تعتبر المرحلات الكهروميكانيكية أبسط أشكال ال protective relays. وعلى الرغم من أن هذه المرحلات وظائفها محدودة للغاية ، إلا أنها تمثل الأساس الذي تتبعه جميع المرحلات الحديثة حاليا

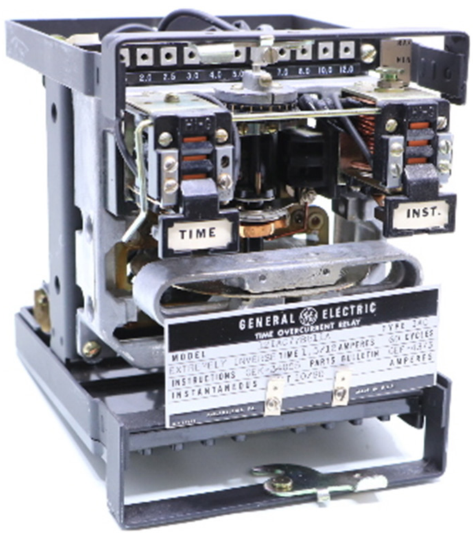
**نريد التنويه كلمة "Protective relay" تطلق في أمريكا ، أما في أوروبا فيطلقون عليها اسم "Protection relay".



مبتكرو ال electromechanical relay عباقرة حقيقيين لأنهم تمكنوا من تطبيق معرفتهم بحماية الأنظمة الكهربائية لإنشاء relays تحاكي الخصائص أو تحقق الأهداف التي يرغبون فيها باستخدام مبدأ الكهرومغناطيسية وأثرها الميكانيكي .

Joseph Henry

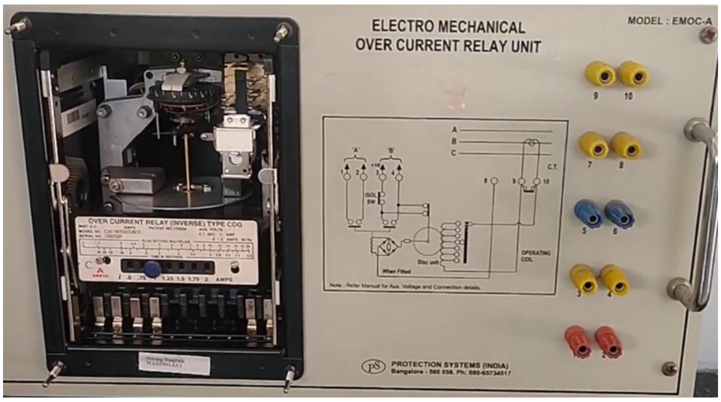
(December 17, 1797 – May 13, 1878)



و تعتمد فكرة عملها على استغلال خاصية أن التيار الكهربائي الذي يمر في ملف ينشأ مجال مغناطيسي مصاحبا له وتصاحبه أيضا قوة مغناطيسية تؤثر على قرص المنيوم قابل للدوران , بحيث تجعله يدور بسرعة تتناسب مع شدة التيار , ويبدأ القرص بالدوران مع تجاوز التيار قيمة الSetting المحددة مسبقا ويدور بشكل أسرع مع زيادة قيمة التيار ، وتستخدم هذه الفكرة في حالة الInduction Disk Relays.

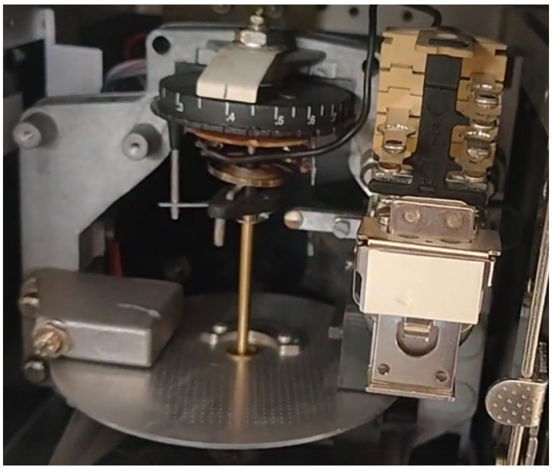
ويتم ضبط قيمة التيار في هذا النوع من الريليز من خلال وضع pin داخل ال Tap block المناسبة , أما زمن الفصل فيتم ضبطه من خلال ضبط المسافة التي يحتاجها القرص للدوران لاغلاق الoutput contact ، و الذي يتم من خلال اختيار موضع ال time dial control على أي رقم تريده ، ويمكن ضبط زمن الفصل من أجزاء من الثانية حتى 30 ثانية تقريبا , فكلما زادت المسافة التي يجب أن يقطعها القرص ، زاد الوقت الذي يستغرقه لإغلاق output contact .

طريقة اختبار ال Electromechanical Relay :



الآن سوف نشرح طريقة اختبار هذا النوع من الريليز , حيث نقوم بحقن تيار باستخدام جهاز حقن من نفس جهة دخول التيار وهي النقطة 9,10 وكأنك تقوم بمحاكاة أن التيار قادم أصلا من الCT , أنا كجهاز حقن كيف يجب لي أن أعلم أن الريليه أصدر trip أم لم يصدر؟ ويلزمني معرفة هذا القرار حتى استطيع حساب الTripping time, لذا فإننا نأخذ الFeedback من output contact ، و رقمه هنا هو 1,2 ونوصله بجهاز الحقن , حيث إذا أغلق هذا الOutput contact فهو دليل أن الريليه أصدر الTrip .

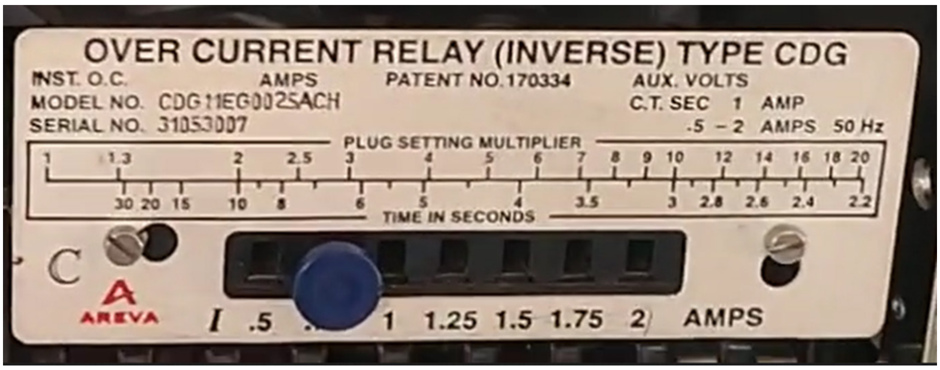
الآن نقوم بضبط قيمة التيار الذي يجب أن يبدأ الريليه عنده بالعمل من خلال إدخال هذا الPin في المكان المناسب, فإذا أدخلناه إلى 0.75 فهذا يعني أن قيمة التيار المختارة هي 0.75A .



ومن ثم نقوم باختيار قيمة TMS أو Time Dial من خلال تدوير هذا القرص الصغير وهنا نختاره 0.4 وهو المطابق لهذا الخط العمودي, ويمكن اختيار قيم من 0.1 وحتى 1 .

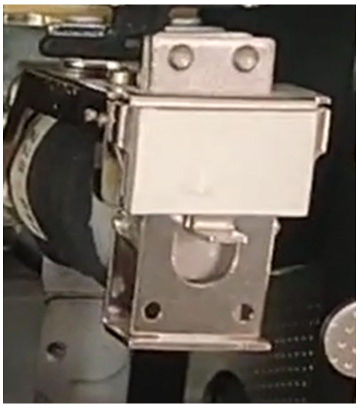
ممكن أحد يسأل ما هو الCurve المستخدم هنا ؟

في الحقيقة لا يمكن في الريليهات القديمة اختيار عدة منحنيات كما هو في الDigital relays ، و إنما يصنع الريليه لمنحنى واحد فقط إما NI,VI,EI وهكذا .



أما هذا فهو عبارة عن Flag فاذا دخلت المحطة ، ورأيته نازل للاسفل ، فهذا إشارة أن الريليه أصدر Trip من قبل ، و يمكن عمل Reset له من خلال رفعه باليد للأعلى.





الآن نقوم بتوصيل الoutput contact القادم من الريليه إلى ال Binary input الخاص بجهاز الحقن حتى يستطيع حساب زمن الفصل .

ومن ثم نوصل التيار الخارج من جهاز الحقن إلى الريليه , ومن ثم نحقن قيمة 1.4A وهي قيمة أعلى من 0.75A , ومن خلال معادلات حساب الزمن التي تم ذكرها في الدورة السابقة يمكن لي أن أتوقع زمن الفصل والتأكد من أنه صحيح وحساب نسبة الخطأ منه .

بمجرد أن نبدأ بالحقن يبدأ الTimer بالعمل ولا يتوقف إلا إذا جاءته إشارة أن الoutput contact أغلق .

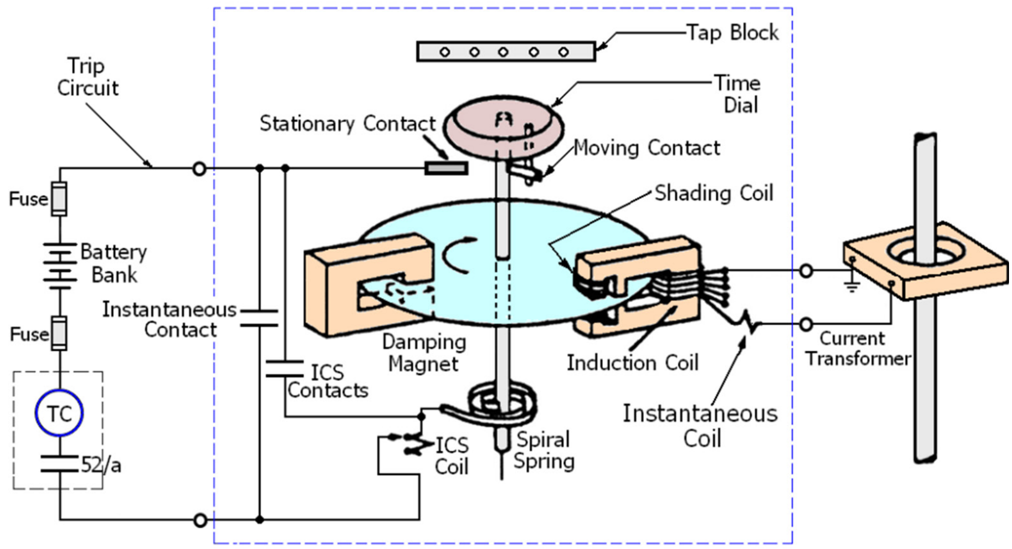


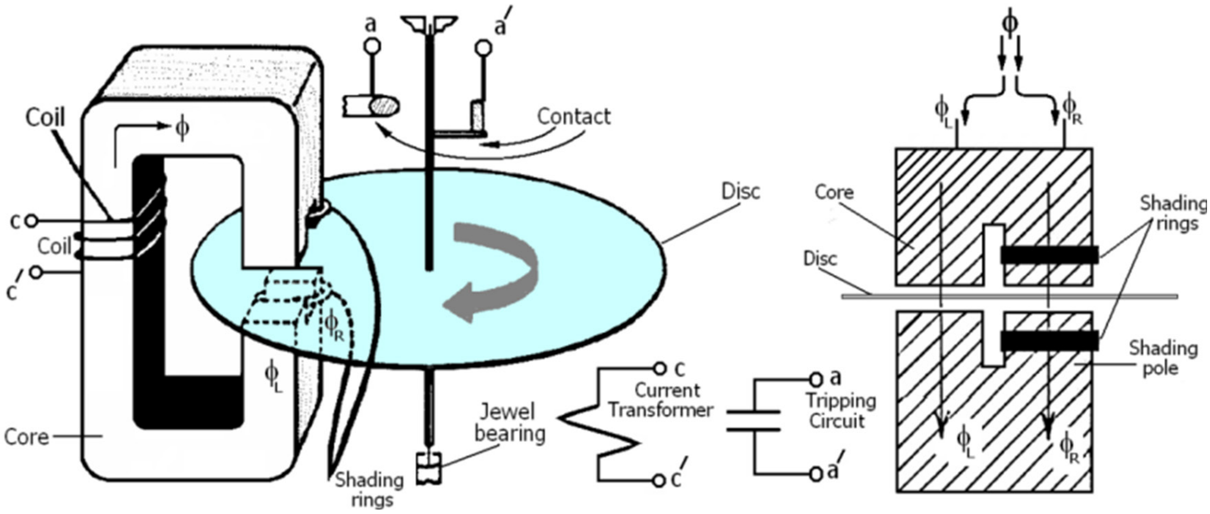
سوف يدور القرص اذا كانت قيمة التيار الداخلة إليه أعلى من قيمة الsetting current ، ويبقى يدور حتى يغلق الcontact ، و بمجرد غلق الcontact يظهر هذا الFlag

و نلاحظ أن Tripping time هو 24.7sec ونقوم بحساب الزمن المتوقع من خلال المنحنى المستخدم ، أو المعادلات الخاصة به للتأكد من أن النتيجة صحيحة وأنها ضمن الحدود المسموح بها .

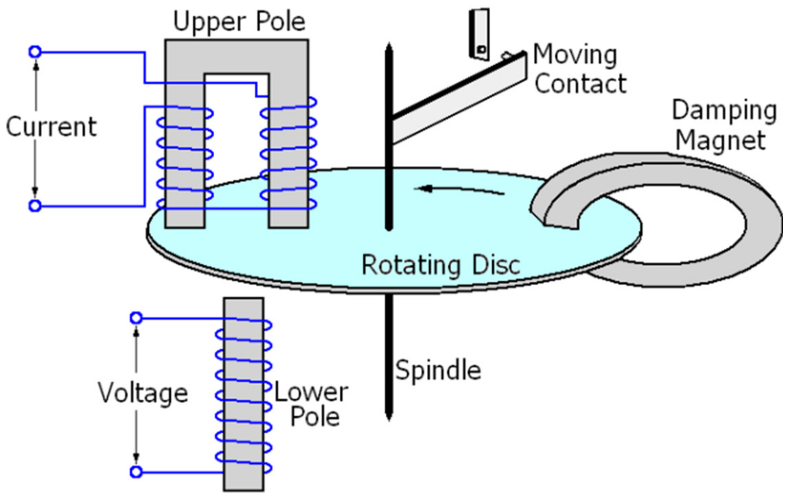
مبدأ عمل Induction Disk Relays بشكل عام :

1. يمر التيار الكهربائي في Feeder من خلال ال CT primary .
2. يحول الCT التيار من قيمة عالية إلى قيمة منخفضة إما 1 او 5 امبير لتمر من خلال هذا ال Induction coil .
3. ينشئ التيار المار في Induction coil مجال مغناطيسي .
4. من تقاطع المجال المغناطيسي مع cross section للcore أو القلب الحديدي ينشأ تدفق مغناطيسي Magnetic flux Ø يتدفق من خلال air gap .
5. القلب الحديدي مقسم الى قطبين يمين ويسار فالMain flux Ø ينقسم الى ØL جهة اليسار وأخر جهة اليمين ØR وبالتالي ØR+ØL=Ø كما هو ظاهر في الصورة في الصفحة التالية .
6. وقمنا بتقسيم الMain flux الواحد الى two fluxes حتى ينشئ لدينا عزم دوران torque من تقاطعهم أو تفاعلهم مع بعضهم .
7. حيث لاحظ أن shading ring تم وضعه على أحد الأقطاب دون الأخر حتى يساعد magnetic flux على تغيير زاويته فلا يبقى كلا ال two fluxes متماثلين .
8. أما بالنسبة للقرص فيجب أن يكون موصل للكهرباء حتى يسمح لل induced eddy currents بالمرور بداخله .
9. أما بالنسبة لهذا Damping Magnet فيهدف الى انشاء negative torque لإبطاء دوران القرص وحتى يمنع أي دوران خاطئ للقرص مع مرور load current مثلا .
10. الآن بمجرد أن يغلق القرص الOutput contact فإنه يجب عمل reset له يدويا طالما أنه لا يوجد هناك زنبرك يرجعه الى وضعه الطبيعي وهذه هي وظيفة هذا Spiral Spring "الزنبرك اللولبي" .





وفي حال استخدمت ال electromechanical relay لل Directional OC Protection فإن عزم دوران القرص سوف ينشأ من تفاعل الFlux الخاص بالتيار مع الFlux الخاص بالجهد .



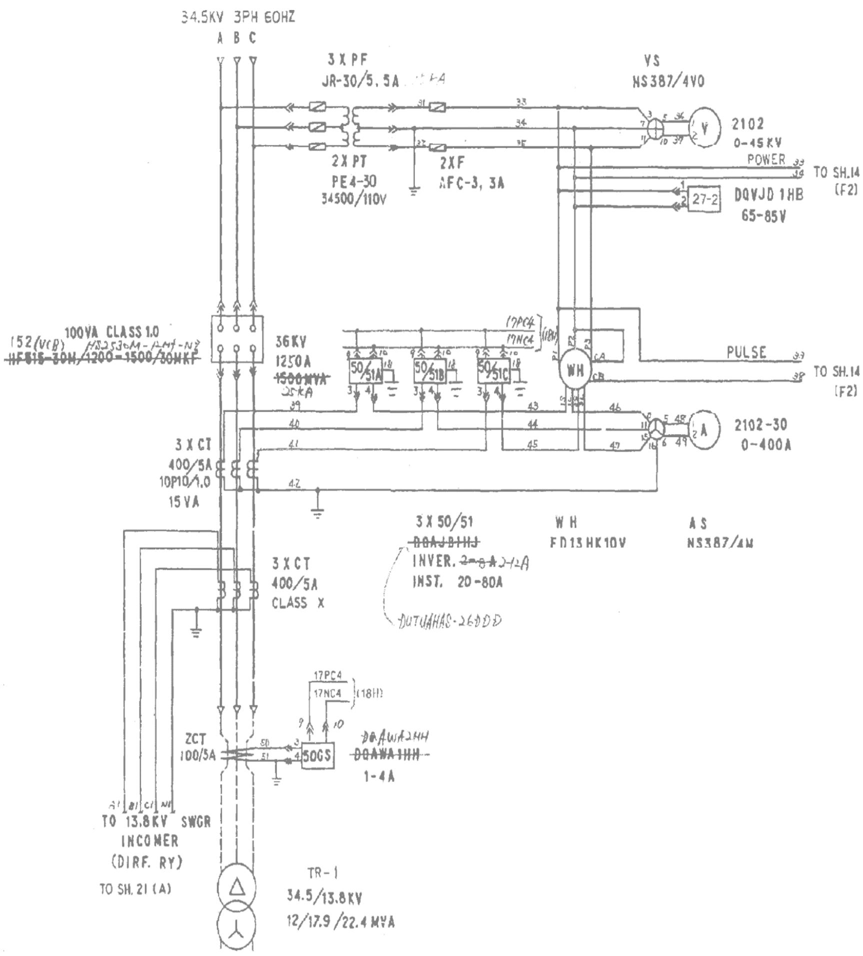


تمتاز هذا النوعية من الأجهزة بأنها مستقرة دائما ، ولا تتأثر بالهزات التي قد تحدث في الشبكة بالإضافة أن المهندسين لديهم خبرات عريضة في التعامل مع هذه الأجهزة طوال هذه السنين.

ولكن يعيبها أن لديها بطئ نسبي في الاستجابة بسبب عزم القصور الذاتي أو Inertia في الأجزاء المتحركة فتحتاج لوقت لبدء الحركة بالإضافة أنها تحتاج لصيانة منتظمة ، وتحتاج الى عمل Calibration من فترة لأخرى لضمان دقة القياس.

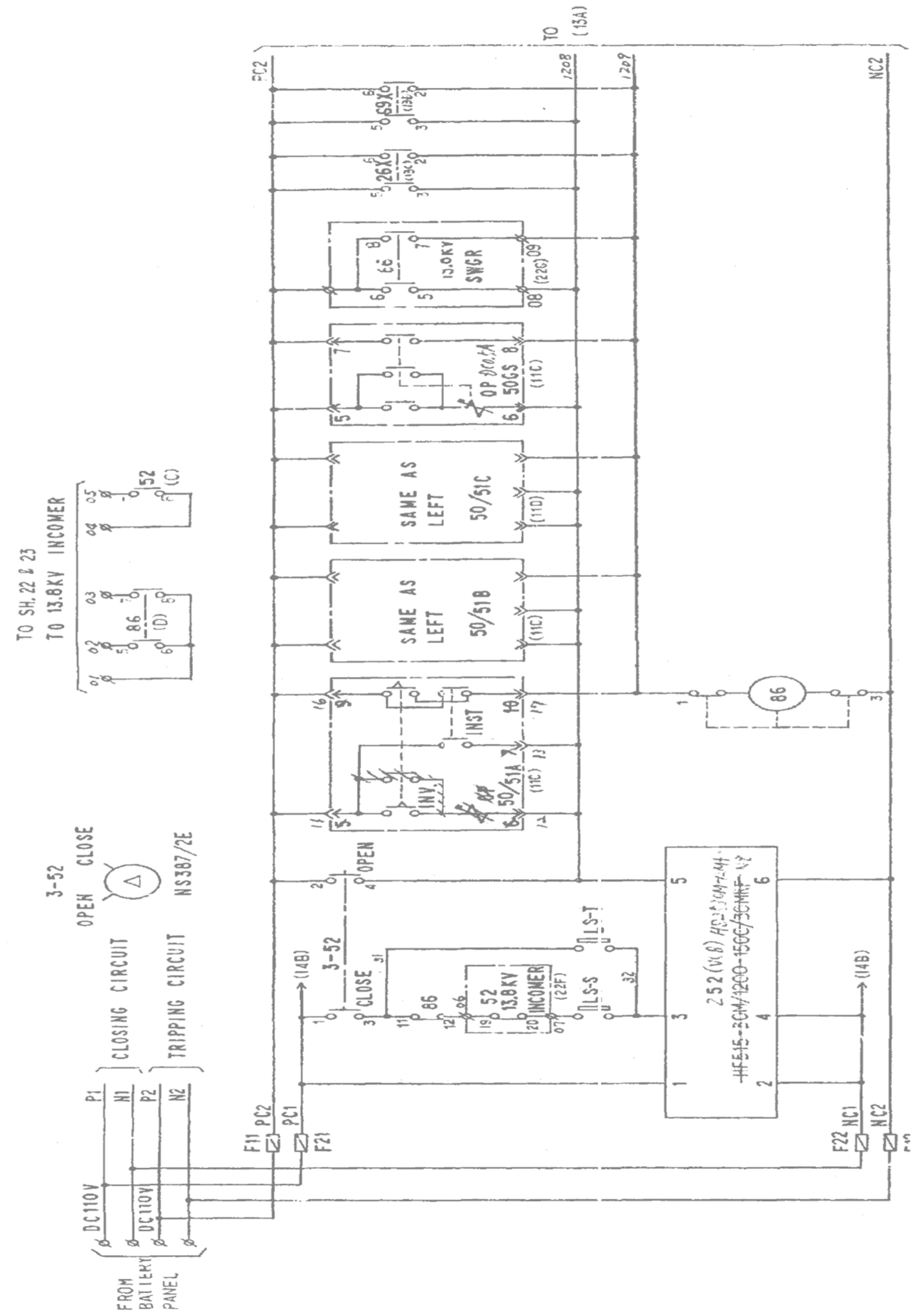
هذا النوع من الريليهات يعتبر High burden بالنسبة للCT وVT ، ولا تملك جميع أجهزة الفحص القدرة على اختباره , لأنه يحتاج إلى جهاز فحص High burden أيضا لديه القدرة على حقن تيارات وجهود عليه دون ارتفاع في درجة حرارته وعادة ما يستخدم جهاز الSverker لاختباره.





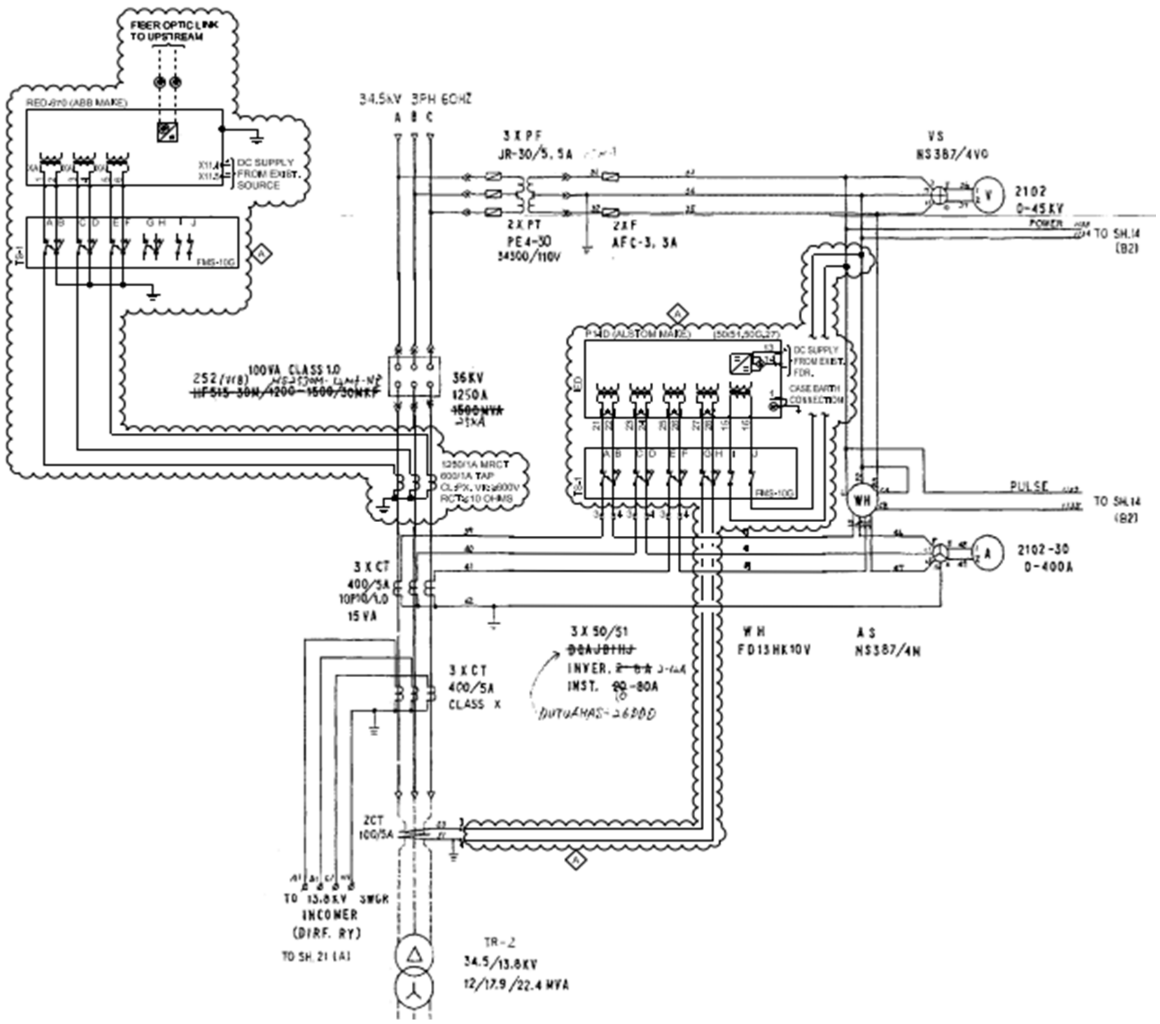
وتمثل هذا الصورة المرفقة مخطط قديم تم فيه استخدام electromechanical relay ك Overcurrent protection .

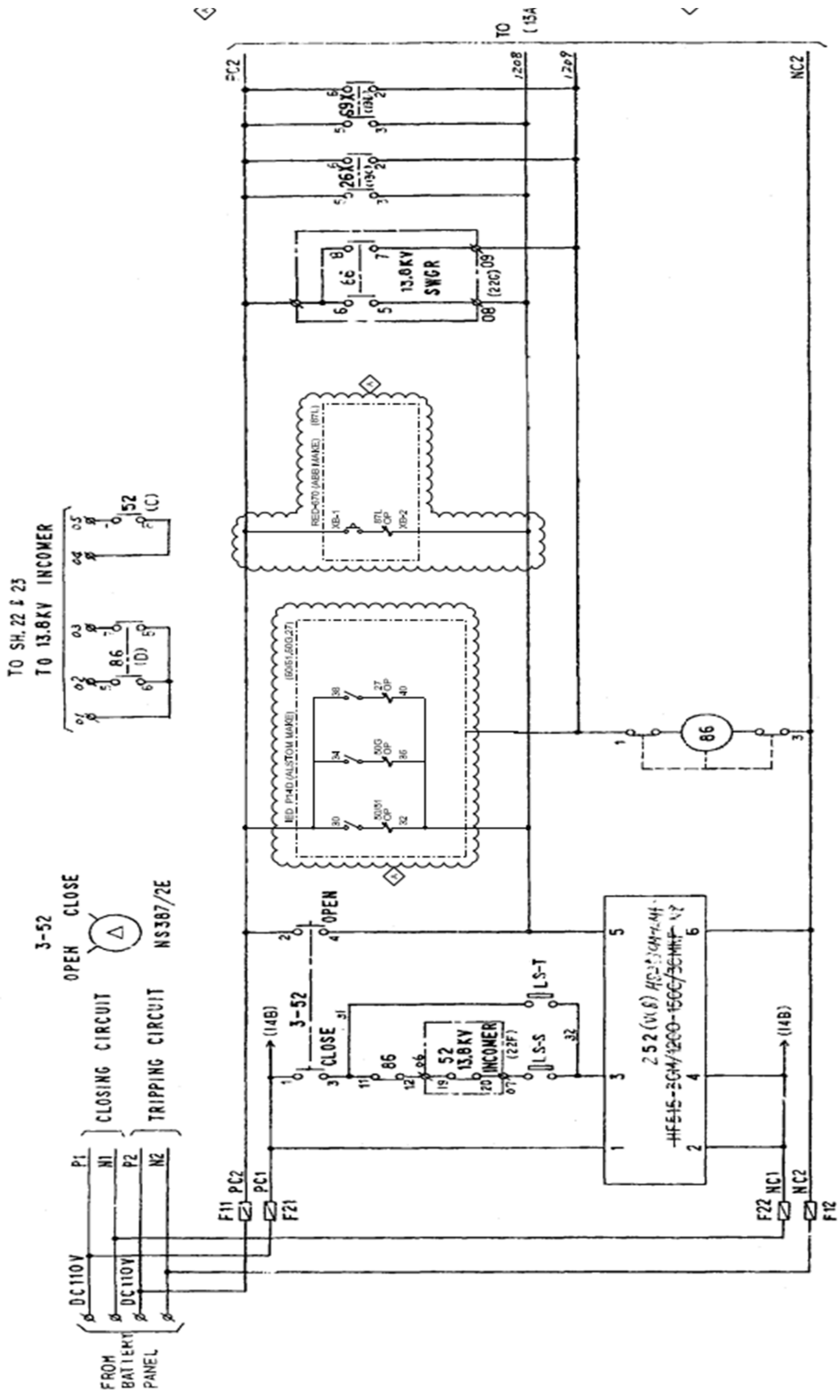
نلاحظ في هذه الصورة كيفية توصيل محولات التيار إلى المرحلات الميكانيكية و كيف أن كل phase له مرحل ميكانيكي واحد , وعليه فإننا نحتاج إلى ثلاث مرحلات للفازات الثلاثة لل OC protection ك50/51 ونحتاج الى مرحل ميكانيكي آخر للEF protection.
وهذا يعني أننا نستطيع إزالة أي 1-phase relay للاختبار أو الصيانة دون المساس بنظام الحماية ككل .



هذه الصورة تمثل الTripping circuit , وفيها يظهر أن جميع الOutput contact موصولة على التوازي , حيث إذا أغلق أي واحد منها سوف يشغل لي ال lockout relay وهو 86 والذي بدوره يذهب لفصل الCB .

وطلب منا ذات يوم أن نقوم بعمل upgrading لهذا الprotection system وإزالة جميع ال electromechanical relays القديمة واستبدالها بNumerical relays حديثة ،
فقمنا بتعديل دوائر الCT والTripping circuit القديمة كما هو ظاهر في هذه الصور
وقمنا بإضافة CT جديدة لاستخدمها للline diff protection لخط 34.5kV والتعديلات معلمة داخل شكل الغيمة ، يمكنك طباعتهم ومقارنة التغيرات التي حدثت , إذا أردت التعمق بهذا الموضوع .





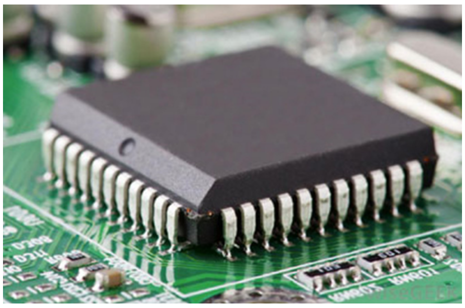
هذه الصورة تمثل الTripping circuit السابقة ولكن بعد اجراء التعديلات عليها وإزالة output contact القادمة من الريليهات الميكانيكة القديمة واستبدالها بoutput conatct قادمة من الريليهات حديثة .

: Static Relays

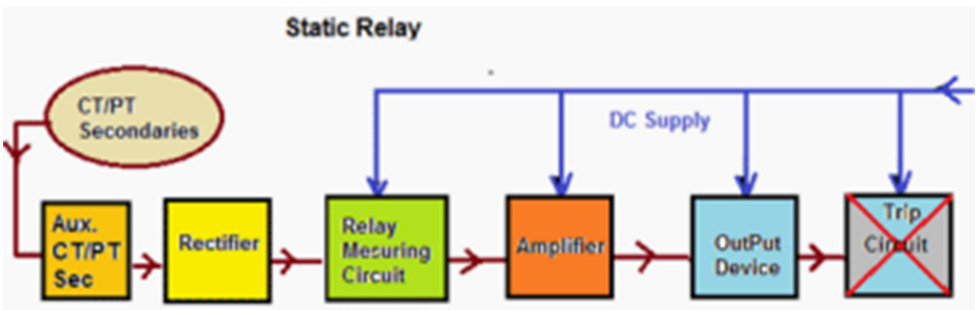


أما الجيل الثاني فهي ال Static Relays أو Solid-state relays وظهرت في أوائل الستينات وأهم ما يميزها هو استغنائها عن الأجزاء الميكانيكية المتحركة والتي كانت تمثل مصدرا للأخطاء في عمل الأجهزة السابقة واعتمد في تصميمها على electronic devices بدلا من وجود coils. والاصدارات القديمة منه كانت تحتوي على transistors و diodes مع resistors و capacitors و inductors.

ومع تقدم علم الالكترونيات أصبح بالإمكان الاستفادة من Linear و Digital Integrated Circuits و أحد تطبيقاته هو Operational Amplifiers .



تعتمد فكرة عمل الStatic Relays على الOperational Amplifier ، والذي كان يقوم بعمل مقارنات بين التيار المار بالدارة مع الsetting current ، وجميع analog inputs سواء التيار أوالجهد تتحول الى voltages صغيرة جدا ويتم مراقبتها بواسطة ال electronic components .

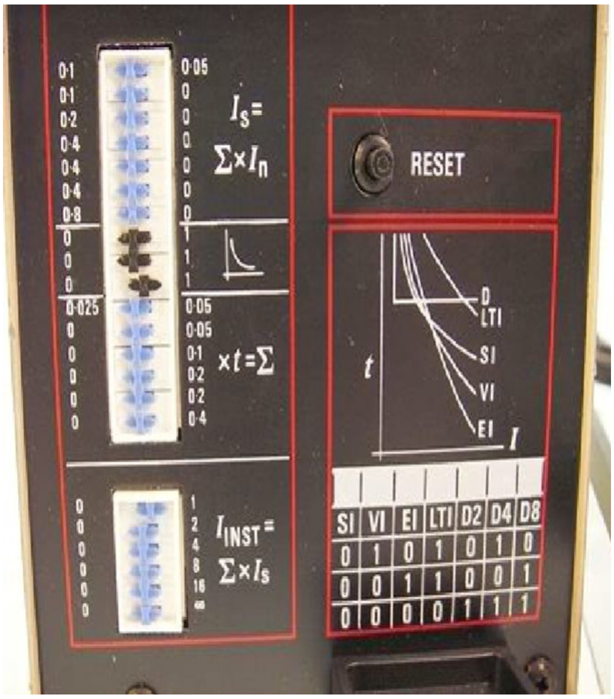


يمتاز هذا الريليه بأن حجمه أصغر ووزنه أخف ويستهلك طاقة قليله ويعتبر low burden بالنسبة للCT وVT ، و صيانته قليله لأنه لا يحتوي على أجزاء متحركة وبالتالي فعمره طويل نسبيا ولا يتأثر بعدد مرات التشغيل .

ولكن من عيوبه تأثره بتغير درجات الحرارة حيث يعمل الريليه في درجات حرارة منخفضة وأي اتفاعات لحظية في الجهد ممكن يدمر الريليه ويمكن أن يعطي تشغيل خاطئ بسبب تأثره بأي external resonance بالإضافة ان الشحنات الساكنة قد تدمر بعض components بداخله إذا لم يؤرض بشكل جيد وعليه فهو يعتبر غير مستقر ولم تستمر هذه النوعية طويلا .

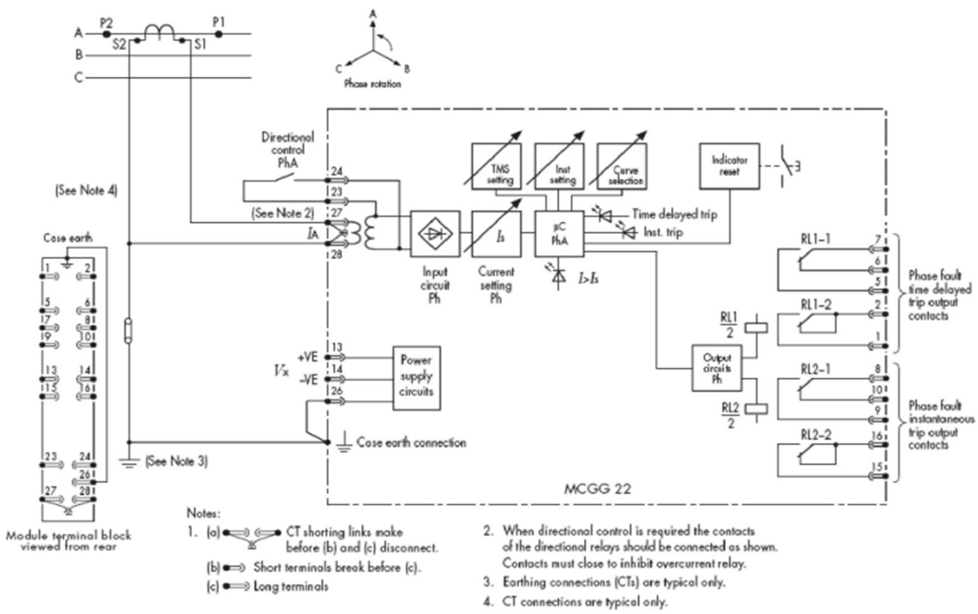






ويتم ضبط التيار وزمن الفصل من خلال تحريك switch لليمين أو لليسار حسب نوع الريليه و setting المطلوب نفترض أن final setting هو VI, setting=1.2A, TMS=0.2 .
لاحظ معي أن المنطقة الأعلى على اليسار خاصة ب الInverse time protection كما يظهر من شكل المنحنى المرسوم ، بينما المنطقة السفلى للInst OC

الآن لإختيار نوع المنحنى VI فإن هذا الجدول يقول لي اختر 1و0و0 .
يعني نحرك الswitch الأسود الذي على يسار المنحنى ، الswitch الأول باستخدام مفك عادي الى اليمين باتجاه 1 ونحرك الswitch الثانية والثالثة باتجاه الصفر على اليسار.
أما I setting=1.2A فهي ناتجة من مجموع 0.8A و0.4A وعليه فإننا نحرك هذا ال switch باتجاه اليسار باتجاه 0.4 و0.8 .
أما TMS=0.2 فنحرك الswitch التي بجانب 0.2 باتجاه اليمين, وجرت العادة أن يكون الجدول والمعادلات مرسومة على الريليه نفسه ، وقد لا نضطر إلى حاجة المانيوال في هذه الحالة وطريقة الاختبار شرحناها بالتفصيل في دورة الOC السابقة وهذه التوصلية الخاصة بهذا الريليه في حال احتجتم إليها .



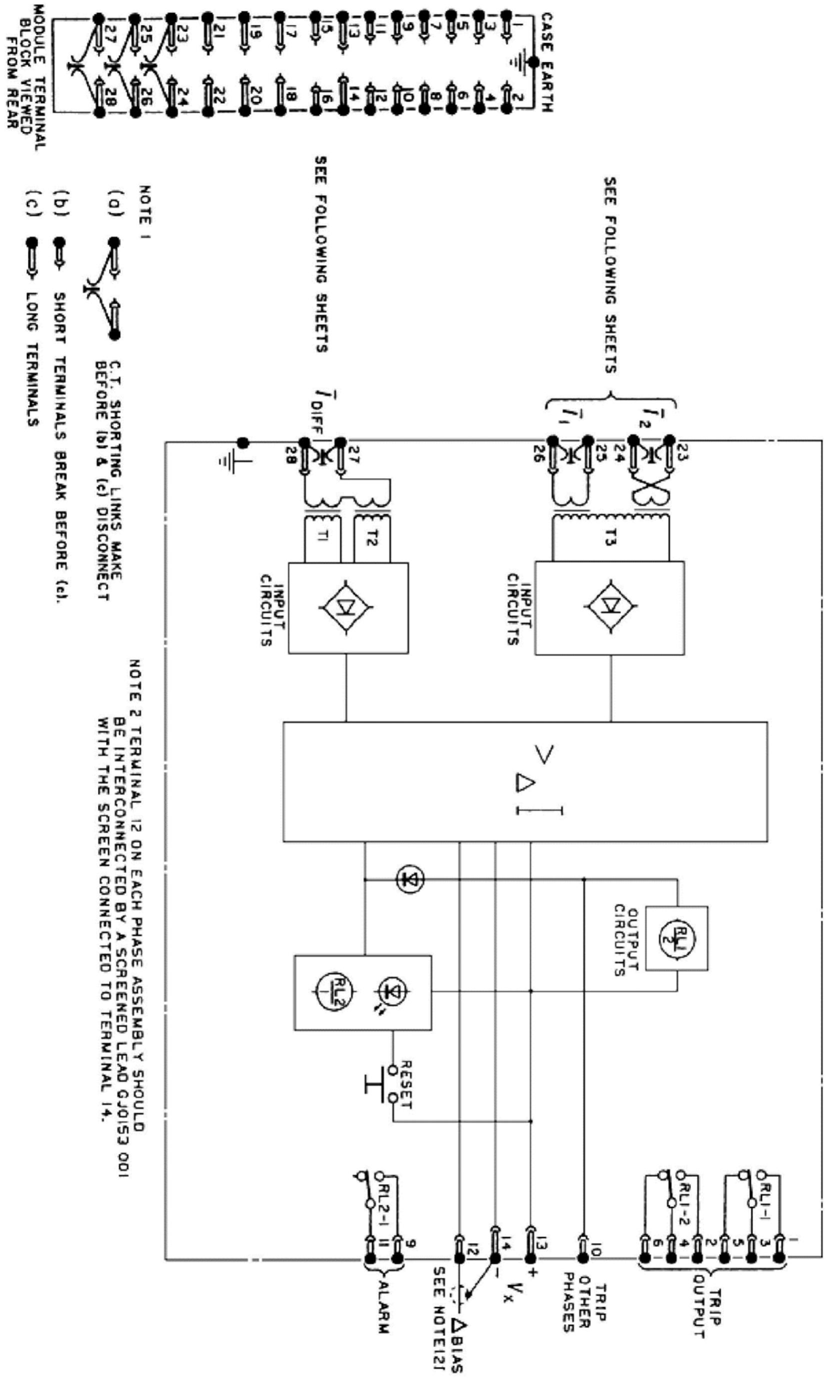
MCGG 22 Over Current Relay



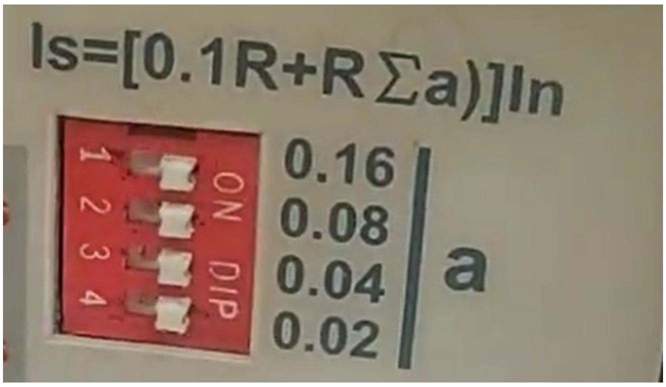
أما static differential relays فمن احد أنواعها MBCH 12, طبعا هذا الريليه انقرض وما عاد له وجود أو ربما يكون موجود في المحطات القديمة جدا .

والصورة التالية تمثل

Block diagram biased protection relay type mbch12 with two biased input .



طريقة اختبار ال Static Relays :

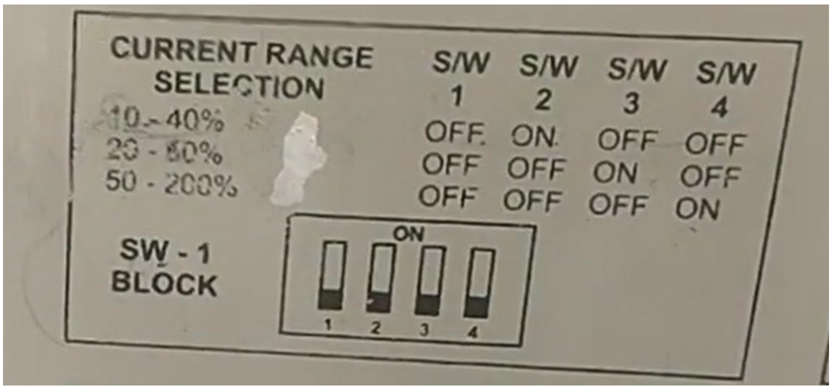


نريد اختبارStatic relay من نوع MC12A ال OC setting له قيمته 0.4A ويفصل بعد 10 ثواني مستخدما DT curve

المعادلة المذكورة على الريليه هي

$Is=[0.1R+R\sum a]In$

قيمة R تعتمد على Current Range Selection المستخدم ، فإذا كانت من 10%-40% نختار 1 وإذا كانت من 20%-50% نختار 2 ،وإذا كانت من 50%-200% نختار 3 .





فإذا قررنا أن الRang المستخدم هو من 10%-40% فنختار switch condition كما هو ظاهر OFF ON OFF OFF والOFF هي اللي بتكون نازلة للأسفل وال ON هي اللي بتكون طالعة للأعلى .

وبعد هذا الاختيار نعوض مكان R في المعادلة ب1

أما بالنسبة لقيمة In فهي قيمة التيار القادم من CT والذي نفترض انه 1 امبير أيضا ، وإذا أردنا اختيار I setting تساوي 0.4 امبير فحسب المعادلة :

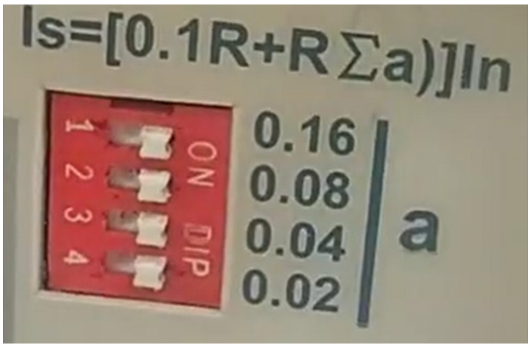
$$Is=[0.1R+R\Sigma a] *In$$

$$Is=[0.1*1+1*\Sigma a] *1$$

$$Is=[0.1+\Sigma a] =0.4$$

$$\Sigma a=0.3$$

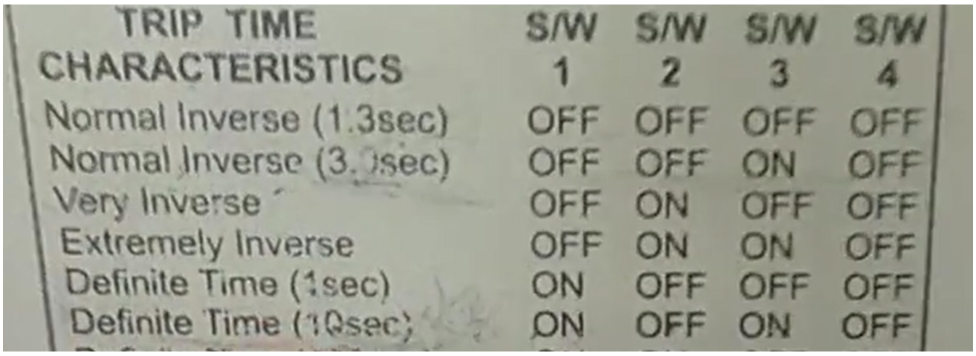
$$Is= [0.1+0.3] =0.4$$



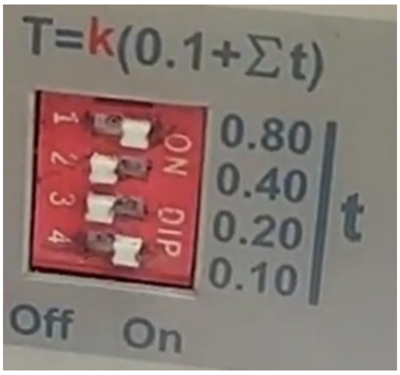
ونحرك جميع هذه الswitch الى اليمين لكي تعطيني 0.3 حيث 0.16+0.08+0.04+0.2 هي 0.3 .

الآن نقوم بضبط الزمن الى 10sec ولتحقيق هذا الزمن نضبط أولا الtrip time characteristic والمتمثل في العامل k من خلال ضبط الswitches المقابل للDT الى ON OFF ON OFF حيث ال ON للأعلى والOFF للأسفل .





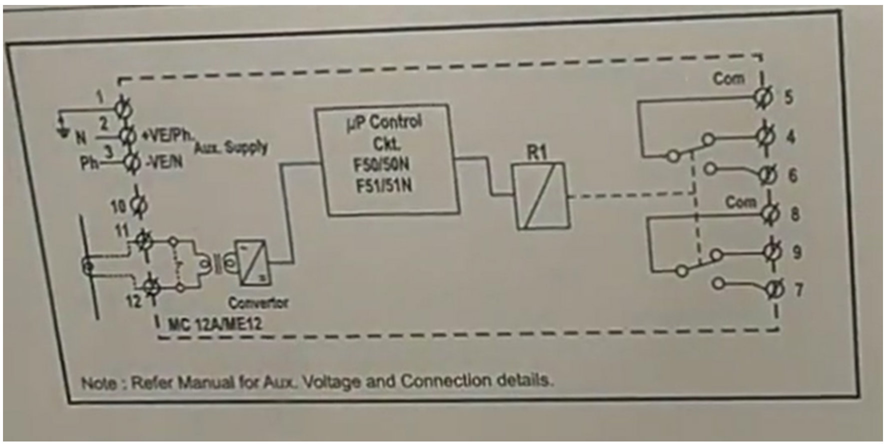
TRIP TIME CHARACTERISTICS	S/W 1	S/W 2	S/W 3	S/W 4
Normal Inverse (1.3sec)	OFF	OFF	OFF	OFF
Normal Inverse (3.0sec)	OFF	OFF	ON	OFF
Very Inverse	OFF	ON	OFF	OFF
Extremely Inverse	OFF	ON	ON	OFF
Definite Time (1sec)	ON	OFF	OFF	OFF
Definite Time (10sec)	ON	OFF	ON	OFF



ولضبط الزمن نعوض في المعادلة التالية :

(Tripping time= k(0.1+$\sum$t

وk هنا هي 10 ثواني ونريد أن يكون الناتج أيضا 10 ثواني فيجب أن نضربه ب1 وبالتالي فإن قيمة $\sum$t يجب أن تكون 0.9 و0.9 هي مجموع 0.8+0.1 وبالتالي فإننا نحرك الswitch الخاص بهذين الرقمين وهما 1و4 إلى اليمين ونضع الباقي 2و3 إلى اليسار .



وبنفس التوصيلة السابقة تماما نعطي تيار ونأخذ output contact , نوصل الأسلاك على النقاط 5,6 وهي الNormally open contact الخارجة من الريليه ، ومن ثم نحقن تيار على النقاط 11,12 ، وهنا نقطة مهمة جدا وغير موجودة في الElectrotechnical relay وهو أن هذا الريليه يحتاج الى supply حتى يشتغل أساسا , حتى يصير في حالة ON ويقدر يقوم بمهامه وهذه الsupply ، إما أن تكون AC كphase وneutral أو أن تكون DC كpositive وnegative مع الأخذ بالاعتبار الpolarity DC supply

فنوصل التغذية إلى النقاط 2,3 والنقطة رقم 1 هي للتأريض من عدم تكون شحنات ساكنة أثناء الاختبار .

الآن نقوم بحقن قيمة تيار أعلى من قيمة الsetting current والتي هي 0.4A ولتكن هذه القيمة 0.45A والمفروض أن يصدر الريليه إشارة Trip بعد 10 ثواني

نلاحظ أنه فصل بعد 9.87sec ومن ثم نقوم بحساب نسبة الخطأ عن 10 ثواني ومن خلال الTechnical data sheet الخاص بهذا الريليه أقرر هل نجح الاختبار أم لم ينجح .

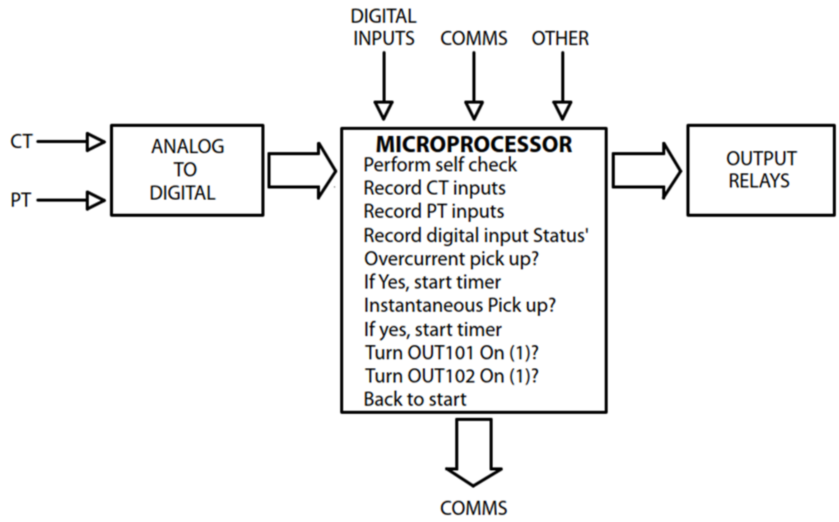
Digital Relays :



أما الجيل الثالث فهي الDigital relays أو المرحلات الرقمية وظهر هذا النوع من الRelays في بداية السبعينات وفكرتها الأساسية هي تحويل إشارات الجهد والتيار إلى Digital number تخزن في ذاكرة الكمبيوتر مع تحديثها بصفة مستمرة كل 1msec أو أقل وبالطبع يستحيل تخزين كل قيم التيار والجهد وإنما يتم تخزين Cycle أو اثنين في ذاكرة الRAM وكلما جاءت قيمة جديدة تحذف أقدم قيمة مخزنة وهكذا .

وفي الDigital relays تم استخدام Microprocessors و microcontrollers مكان analogue circuits التي كانت تستخدم في static relays .

وبسبب القدرات المحدودة لل Microprocessors المستخدمة داخله أصبح عدد samples المأخوذه من شكل موجة التيار والجهد قليل ، مما يحد من سرعة تشغيل الريليه في بعض التطبيقات ، وهذا أدى إلى أن تستخدم الDigital relays لحمايات محددة فقط!



: Numerical Relays

أما الجيل الرابع فظهر في التسعينيات وهو الذي يسمى ب Numerical Relays المرحلات العددية وهذه الRelays ظهرت نتيجة تطور ال Digital relays المرافق للتطور التكنولوجي .

فأصبح لدى هذه الRelays القدرة على استخدام أكثر من digital signal processors (DSP) أو Microprocessors بحجم أصغر وأسرع وتعمل كلها في اٰن واحد ومحسنة لكي تعطيني real time signal processing بالإضافة إلى قدرتها على تمييز تيار العطل عن بقية التيارات الطبيعية والتي لها نفس القيمة باستخدام ما يسمى ب mathematical algorithms .



Relay AMR

وبعد هذا التطور بدأت الشركات المنتجة في إدغام العديد من أجهزة الوقاية في جهاز واحد معتمدين على فلسفة all-in-one-box والتي تعتمد على أن الHardware لكل هذه الأجهزة يكاد يكون متشابه والاختلاف بينهم فقط هو في الSoftware المخزن داخله .
وأصبح يطلق على هذه النوعية اسم Multi-Function Numerical Relay بمعنى جهاز واحد متعدد الوظائف .

وبالطبع سيتوارد للذهن أن مشاكل هذه التقنية عديدة ومن أهمها أن توقف هذا الجهاز المتعدد الوظائف يسبب كارثة بسبب غياب منظومة الحماية بالكامل ، بينما في الماضي كان توقف جهاز يعوضه بقية الأجهزة التي لا تزال تعمل .

هذه الملاحظة لم تغب فكر المصممين ، فجعلوا له وقاية احتياطية وغالبا ما تكون من شركة أخرى , ويفضل أن يكون لكل جهاز مصدر DC مستقل فيه وليسوا مشتركين في نفس ال Source .

واستغل البعض وجود أجهزة الحماية القديمة بالمحطة فجعلوها تمثل الوقاية الاحتياطية وبالتالي سوف يكسب مرتين :مرة حين استفاد من التكنولوجيا الجديدة ، و التي لها العديد من الميزات ومرة أخرى حين حافظ على الأجهزة القديمة التي لا تزال تؤدي عملها بصورة جيدة .

**يجب التنويه هنا أنه يطلق على هذا النوع من الRelays حسب الIEC ستاندرد اسم "Numerical Relay" بينما يطلق على نفس النوع من الRelays حسب الANSI/IEEE الأمريكي اسم " Digital Relay"

يعني الستاندرد الأوروبي ميز بين المسميات حيث تم استخدام مصطلح Digital Relay الجيل القديم والذي يستخدم microprocessors بدلا من analogue circuits
أما مصطلح ال "Numerical Relay" فيطلق على الأنواع الجديدة وهي modern computer type relays .

أما الستاندرد الأمريكي فاستخدم مصطلح Digital Relay على جميع الأنواع الجيل السابق أو الحديث وعليه فهم يطلقوا على أجهزة الوقاية الحديثة اسم Multi-Function Digital Relays .

وهذا يعني أن مصطلح "Numerical Relay" ومصطلح "Digital Relay" هما لفظان إذا اجتمعا افترقا، وإذا افترقا اجتمعا .

ومعنى ذلك أنهما اذا اجتمعا وطلب مني التفريق بينهم فيوجد فرق بين كل نوع والأخر من حيث الحجم وسرعة الاستجابة وقدرته على التمييز واحتواءه على أكثر من Function وأما إذا افترقتا فجاءت هذه في موضع وهذه في موضع فلا فرق بينهم فيمكن أن أقول هذا الRelay هو Numerical Relay أو Digital Relay .

ومع تطور ال Numerical Relayحيث اصبح لديها القدرة على الحماية والتحكم والمراقبة والقياس والتوصيل على communications networks بشكل مباشر ونتج لدينا مصطلح جديد هو Intelligent Electronic Devices -IEDs وهو الموجود حاليا في المحطات.

قديما كنا نقول Diff relay أو Distance relay أما الآن فأصبح الIED's الواحد فيه كل هذه الFunction, وأصبح اسمها Diff function أو Distance function .
وبما أن ال IED الواحد لديه كل الحمايات المطلوبة, فلا داع بعد الان أن اطلب Relay واحد لكل حماية مستقلة , وبهذه الطريقة قللت عدد الRelays بشكل كبير .

حتى أن الABB قاموا بإصدار Relay جديد اسمه REX640 يستخدم نفسه لحماية جميع مناطق الPower System سواء الGenerator أو Transformer أو Feeders , Lines وكلهم لهم نفس الhardware .



وهذا يعني أن كل الحمايات أصبحت في جهاز واحد فقط , وبالطبع لن تكون جميع الحمايات متاحة في ءان واحد وانما كل حماية تحتاج إلى License لفتحها بدون تغيير أي شيء بالRelay Hardware .

وبالتالي أصبحت تستطيع أن تحذف function و تضيف أخرى بشرط أن لا يتعدى عدد النقاط التي تملكها أو أنك تشتري نقاط جديدة.

قديما كانت تسمى ال ABB Relay الخاصة بحماية المولدات باسم REG بمعنى Generator Relay والخاصة بحماية الخطوط باسم REL بمعنى Line Relay والخاصة بحماية المحولات باسم RET بمعنى Transformer Relay والخاصة بحماية المغذيات REF بمعنى Feeder Relay وهكذا ...

أما هذا الريليه الجديد فتم تسميته باسم REX وكأنهم قصدوا هنا بحرف X بأنه شيء متغير حسب الحماية المستخدمة سواء G,L,T,F,...

وهذا هو التوجه الجديد لغالب المصنعين ، حتى يكون أكثر مرونة و سهولة للمستورد ، فالـ(SIPROTEC 5 Compact 7SX) من SIEMENS يعمل بنفس المبدأ و تستطيع تحدد متطلباتك من خلال موقعهم على الانترنت .

مزايا Numerical differential protection :

1. هذه الريليهات الحديثة multi-functional بغرض النظر عن نوع الحماية المطلوبة , وعندها القدرة على تنفيذ اعمال إضافية مثل ال measurement و disturbance recording .

2. تقوم بعمل self-monitoring بشكل متكامل , يعني اذا في داخله أي مشكلة بتعطيك Alarm برقم المشكلة وتستطيع الرجوع إلى المانيوال لمعرفة خطوات حلها أو يمكن ربط الجهاز مع لابتوب وانترنت وحل المشكلة بشكل remotely، وهذا الشيء يقلل طبعا من تكاليف الصيانات الروتينية .

3. حسنت تقنيات القياس الرقمية والخوارزميات الذكية من اكتشاف حالات Inrush current وتمييزها عن التيارت العادية بالإضافة أنها ساعدتني في المحافظة على استقرار نظام الحماية وخاصة في حالة CT saturation .

4. في الريليهات القديمة كنا بحاجة إلى عمل matching transformers بسبب اختلاف ال transformer vector groups من خلال استخدام CT ratio مختلفة تحقق هذه الوظيفة ، أما في ال Numerical relay فتتم معظم هذه الحسابات internally .

5. يمكن أيضا مراقبة Communication links من خلال continuous self-monitoring

أما سلبياتها فهي عديدة أيضا فهي تعتبر أكثر تعقيدًا من سابقاتها ، و يمكن بسهولة إساءة استخدامها ، بمعنى أنه يمكن إضافة حرف أو إزالة حرف أو إضافة فراغ فيتغير لديك ال logic بالكامل .

والعديد من وظائف حماية النظام الكهربائي تعتبر غير مرئية داخل هذا الريليه ، يعني قديما كانت كل التوصيلات واضحة schematic drawing وكانت جميع المعلومات الضرورية تقريبًا موجودة في مكان واحد وتستطيع التعرف على المشاكل من خلال متابعة الأسلاك .

أما حديثا فأصبح الريليه صندوق أسود و طريقة عمله تعتبر أسرار لا يمكن أحد الاطلاع عليها ، وفي بعض الأحيان المعلومات المذكورة في المانيوال تكون عامة ولا تساعد في حل المشكلة .

اختبار هذه الريليهات تحتاج إلى دقة متناهية وسرعة بديهة وانتظام في العمل ، والمهندس المتسرع أو الغير منظم عادة لا ينجح في مثل هذه المجالات لأنها حساسة جدا ، و سوف تظهر لديه العديد من المشاكل ولن يستطيع حلها .

Circulating Current System

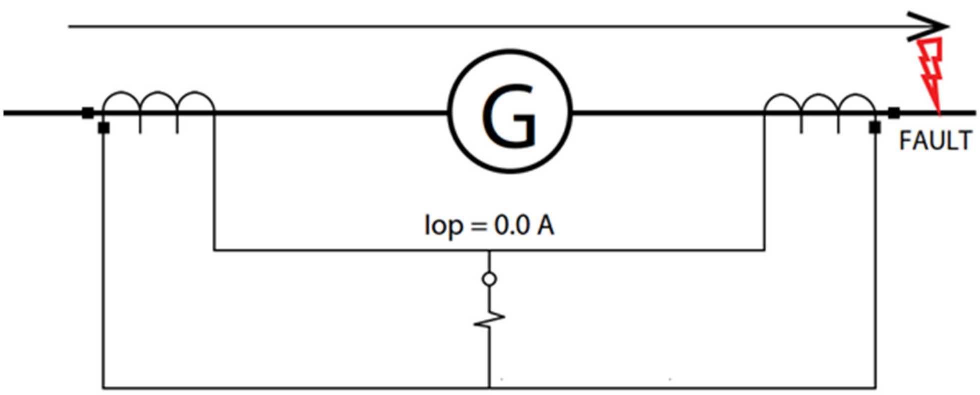
شرحنا لكم سابقا عن مبدأ عمل Differential protection نظريا وبشكل عام ، وما هي فلسفة تشغيله وأيضا شرحنا عن تاريخ تطور التكنولوجيا في الRelays وتطرقنا إلى طرق اختبار الStatic relays/ Electromechanical ، و بالطبع لم ننتقل إلى اختبار Numerical relays لأن باقي هذا الفصل كله سوف يكون عن مبدأ عملها وطرق اختبارها ، وفي هذا الجزء من الكتاب سوف ندخل معكم إلى العمق قليلا من خلال شرح التطبيق العملي لمبادئ ال Differential protection على أرض الواقع وما يلحقه من مشاكل تطبيقه . فكونوا معنا ..

Differential protection is a main protection :



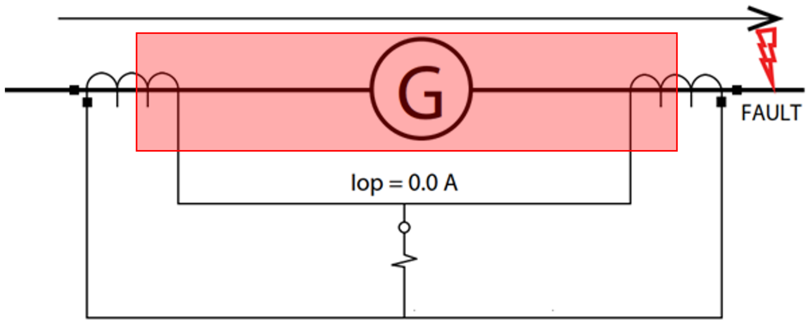
قلنا سابقا أن ال differential protection تعتبر unit protection وهي 100% selective أي انتقائية أي أنها تستجيب **فقط** للأعطال داخل المنطقة المحمية الخاصة بها.

وهذا يعني أن ال differential protection لا تتأثر بالأعطال الخارجية External Fault أي الاعطال التي تقع خارج المنطقة المراد حمايتها، ولا علاقة له بها لا من قريب ولا من بعيد.

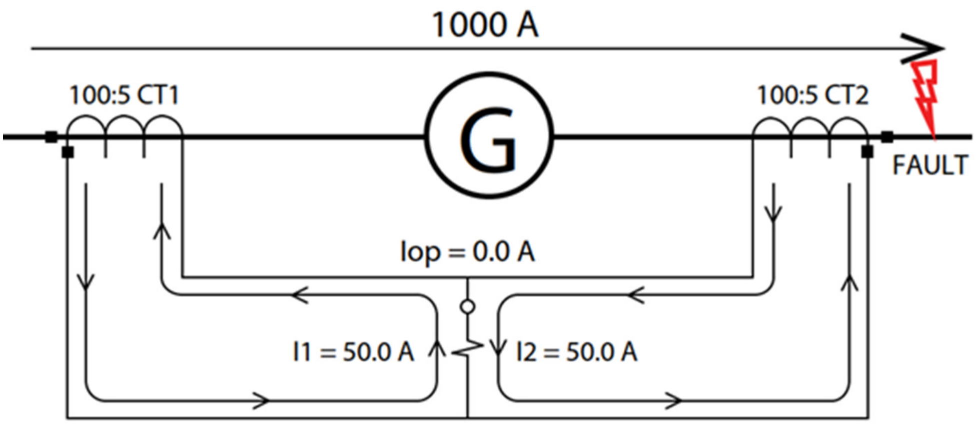


والذي يحدد حدود المنطقة المراد حمايتها هو موقع current transformers ،

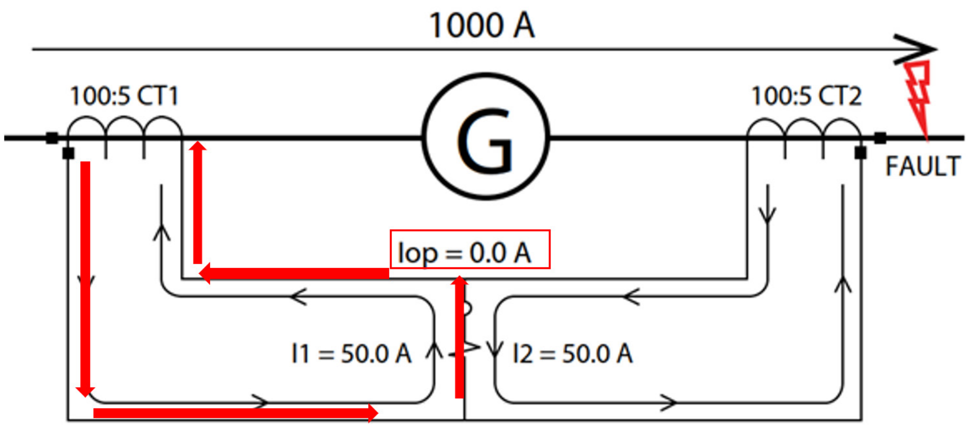
- فإذا حدث عطل في المنطقة الموجودة بين كلا الـCT's فيسمى Internal fault
- وإذا حدث عطل خارج هذه المنطقة فتسمى External fault .



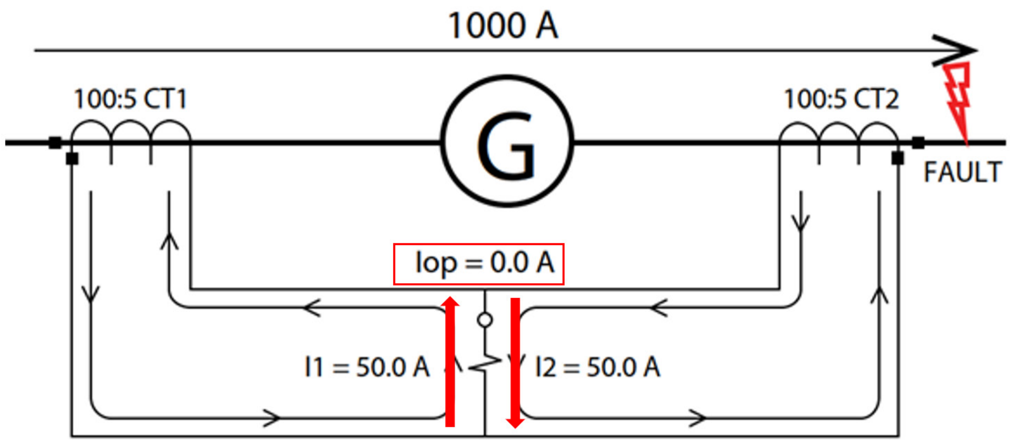
فرغم أنه من الممكن مرور تيار عالي خلال العنصر المراد حمايته بسبب هذا العطل الخارجي ، إلا أن تيار الدخول سيظل مساويا لتيار الخروج , وبالتالي فالتيار الداخل لل Differential Relay سوف يساوي صفر .



لاحظ في هذه الصورة كيف أن تيار العطل الـ1000 امبير انتج لي تيار على CT secondary قيمته 50 أمبير بهذا الاتجاه لأن الـCT Ratio تساوي 100:5 .

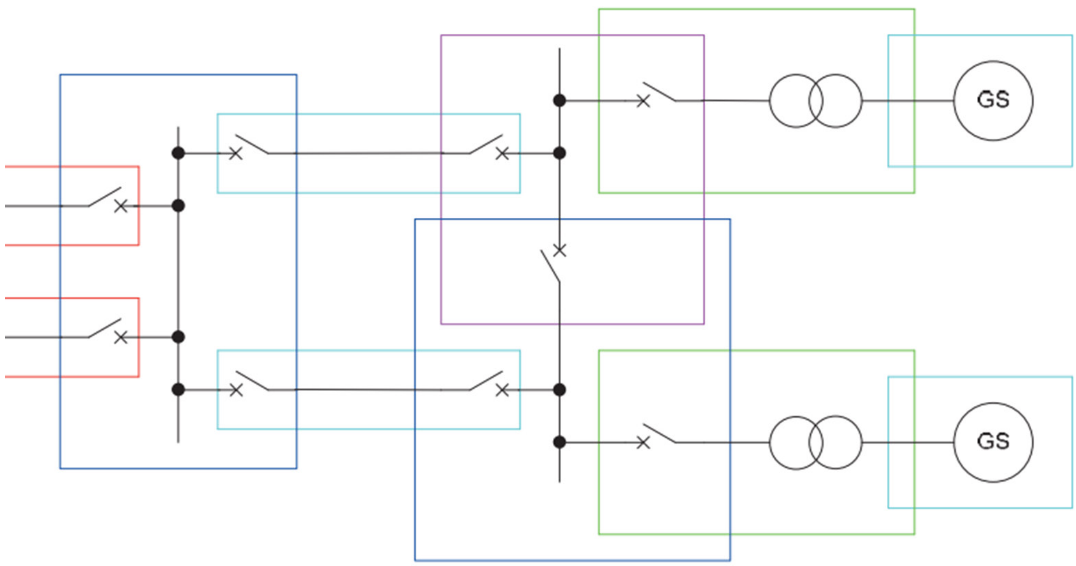


ولكن لاحظ أن اتجاه ال50 امبير لCT الدخول معاكس لإتجاه ال50 امبير لCT الخروج , فلغى كل منها الأخر عند ال Differential Relay فكان الفرق بينهم هو صفر كما ذكرنا .

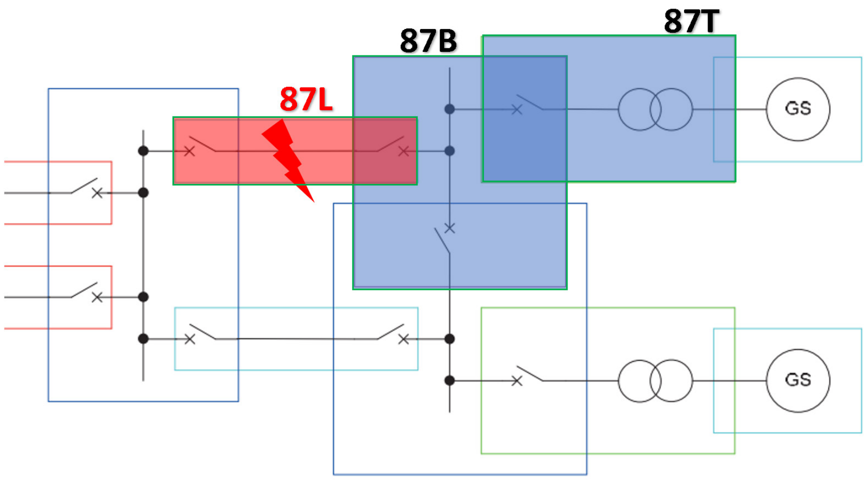


وهنا سؤال هام جدا أنه إذا حدث External Fault ولم يتأثر به ال Differential protection فمن الذي سوف يعزل هذا العطل ؟

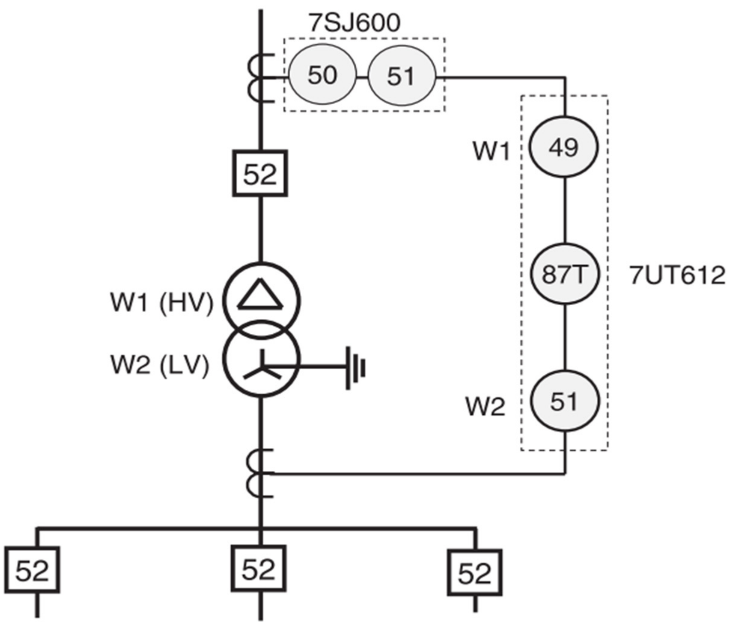
الشبكة الكهربائية تقسم إلى مجموعة من الProtection Zone , فإذا حدث عطل على OHL مثلا فإن هذا العطل يعتبر Internal Fault على OHL بينما سوف يعتبر External Fault بالنسبة لباقي الZones .



وبالتالي فإن Line Differential protection أو 87L -حسب- ANSI Device code
سوف يرى العطل بأنه Internal Fault **ويجب أن يفصل لحظة العطل وبشكل لحظي .**
بينما Transformer Differential protection-87T أو
Busbar Differential protection-87B سوف يرى العطل بأنه External fault
ويجب أن لا يفصلا على هذا العطل .



ولكن ماذا لو فشل Line Differential protection باكتشاف هذا العطل لسبب ما ؟
حينها نقول أنه يجب أن تعمل الحماية الاحتياطية back-up protection function كال overcurrent أو غيرها من Time Delayed protection لعزل هذا العطل سواء كانت الحماية الخاصة بالخط الذي حدث عليه العطل أو الحماية الاحتياطية للمناطق المجاورة لها .



لاحظ في هذه الصورة مثلا أنني قمت باستخدام 87T كحماية رئيسية لهذا المحول , بينما استخدم 50/51 كحماية احتياطية سواء حدث العطل على المحول وفشل ال87T باكتشافه أو حدث عطل على مناطق أخرى لم تستطع حماياتها الرئيسية اكتشافها , فحماية المحول الاحتياطية سوف تقطع التغذية عن هذه المناطق المعطلة طبعا .

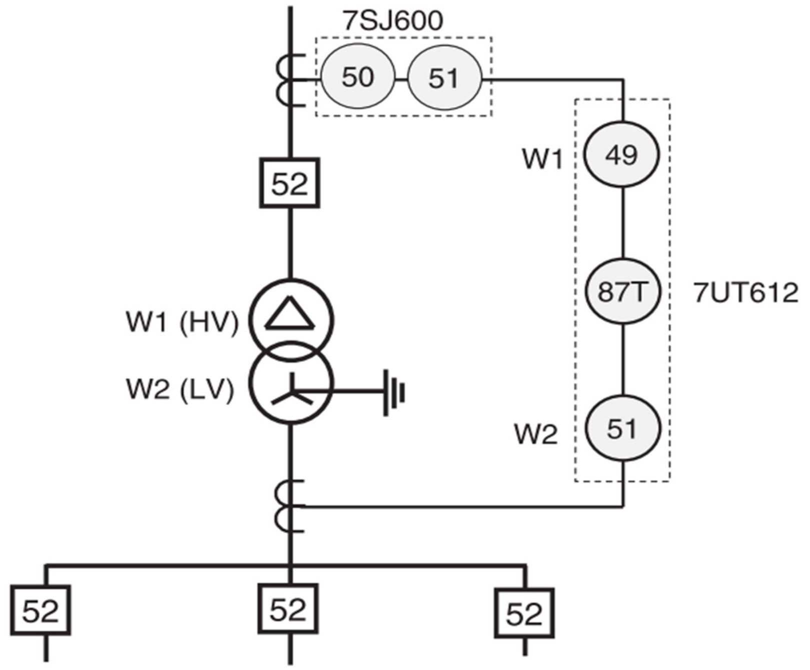
49-Thermal Overload

50-Instantaneous OC Relay

51-Time OC Relay

52 – AC circuit breaker

87T-Transformer Differential



مع العلم أن 49 حسب ANSI device code تعني Thermal Overload وال50 تعني Instantaneous OC Relay و أما 51 فتعني Time OC Relay أما 52 فهي رمز ال AC circuit breaker ، أما 87T فتعني Transformer Differential Relay .

أما ال51 الخاص بال7UT Relay فهو للحماية من الOver current الذي يحدث جهة LV side فقط أو كما يسمى في الصورة Winding-2 .
بينما هذا ال51 الخاص ب7SJ فهو للحماية من الOver current الذي يحدث جهة HV side فقط أو Winding-1 .

وبما أن الشيء بالشيء يذكر , فإننا نستخدم Main protection والتي تسمى أحيانا ب Primary protection بالإضافة إلى ال back-up protection في داخل numerical device **واحد** في شبكات التوزيع distribution networks أي (MV,LV networks) .



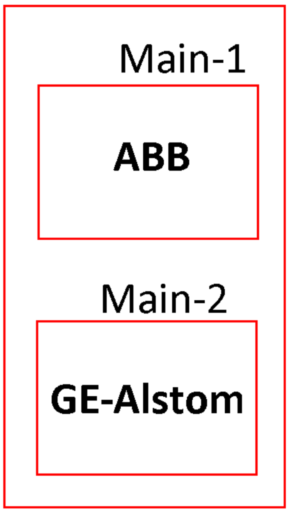


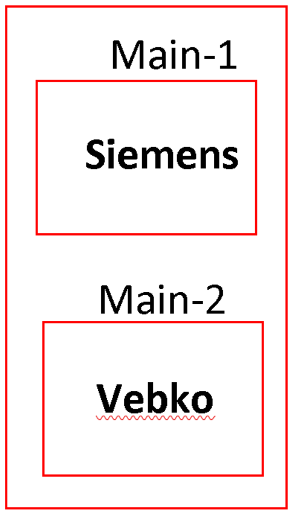
بينما يفضل أن يستخدم
back-up protection relay بشكل مستقل
و منفصل تماما عن main protection relay
في شبكات النقل transmission network
وذلك لتحقيق مبدأ
. Hardware Redundancy

أو يمكن أن نستخدم two main protection relays من شركتي تصنيع مختلفة, وفي داخل كل main protection relay يمكن استخدام back-up function , فكما هو معلوم فإن numerical relay يمتاز بأنه Multifunction relay أي فيه العشرات من الحمايات المختلفة في جهاز واحد .



فإذا كان Main-1 من شركة ABB فإن Main-2 يكون من شركة GE-Alstom , وإذا كان Main-1 من شركة Siemens مثلا فإن الMain-2 يكون من شركة Vebko مثلا, المهم يكونوا شركتين مختلفات .





حتى في أحد المحطات واجهنا أنه كان Main-1 لحماية الخط من نوع P546-Alstom و Main-2 من نوع P546- Schneider فقلنا لهم بأنهم نفس الريليه وهذا مخالف للعقد ، قالوا لنا شركتين مختلفات ومستقلات عن بعضهما تماما ولا شيء يمنع ذلك .

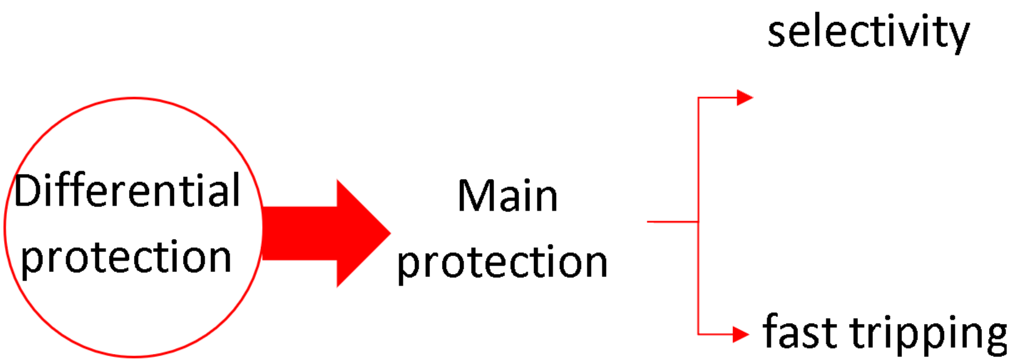


P546- ALSTOM

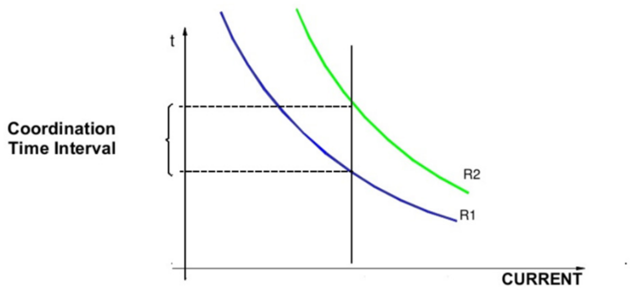


P546- Schneider

المهم ال Differential protection يوصف دائما بأنه Main protection ، و أي حماية توصف بأنها Main protection فإنها يجب أن توفر لنا selectivity ممتازة بالإضافة إلى fast tripping لحظة حدوث العطل -أي يجب أن تفصل بزمن لحظي- .

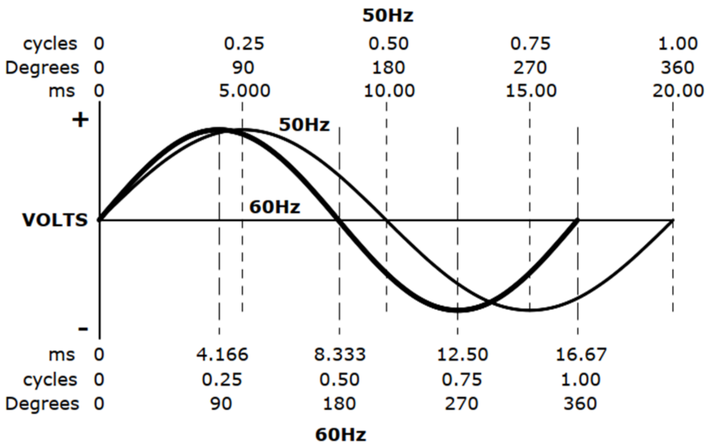


وبما أن الفصل لحظي فهذا يعني أنه غير مطلوب منه عمل Time grading أو تنسيق زمني مع حمايات أخرى في الشبكة .



وال Tripping time فيتراوح من (25-150)msec , ولكن حدث مؤخرا تقليل كبير في هذا الزمن خاصة مع استخدام Numerical relays لعدم وجود أجزاء ميكانيكية متحركة مسؤولة عن إيجاد Trip signal للCB ، مما ساهم في زيادة سرعة فصل أجهزة الوقاية التفاضلية حيث وصلت في بعض Numerical relays إلى أقل من 2 Cycles .

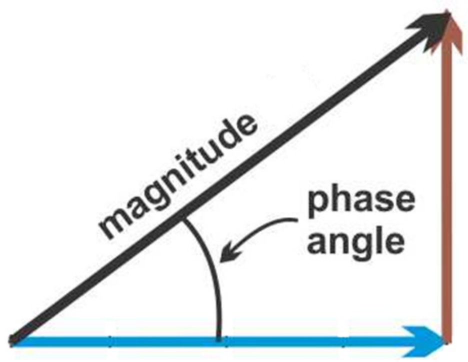
وكما هو معلوم فإن زمن كل Cycle يعتمد هل تردد الشبكة 50Hz أو 60Hz , فإذا كان تردد الشبكة 50Hz فزمن الCycle الواحد هو 1/50 ويساوي 20msec ، أما إذا كان تردد الشبكة 60Hz فزمن الCycle الواحد 1/60 ويساوي 16.66msec .



دعونا نتفق من البداية أنه لا يوجد شيء اسمه Main protection ويفصل ب time delay ، أو دعونا نستنتجها من زاوية أخرى ، إن أي حماية تفصل لحظي فهي Main protection ، و أي حماية تفصل بعد تأخير زمني فهي backup protection .

يعني 50/50N-Inst OC/EF تعتبر main protection لأنها تفصل بشكل لحظي عند حدوث العطل , بينما 51/51N-Delayed OC/EF تعتبر backup protection لأنه تفصل بعد تأخير زمني عند حدوث العطل .

إذن خلاصة ما سبق حتى الآن ، أن Differential Relay يقارن مباشرة قيمة واتجاه التيارات الداخلة والخارجة من المنطقة المراد حمايتها Protected zone والتي تحدد بالمنطقة بين محولات التيار على جانبي هذه المعدة الكهربائية .



وقمنا بعمل مقارنة القيمة والاتجاه وذلك لأن الاختلاف بينهم لا يكون فقط في ال Magnitude , بل هناك اختلاف وارد في Phase angle.

ومعنى ذلك أن القيمة التي تظهر في CT secondary side قد تكون متزحزحة عن القيمة الأصلية بزاوية معينة ، وهذا هو السبب بالاهتمام بقيمة Phase deviation Δ عند اختبارات الCT .

الDiff relay يقارن قيم التيار على كلا الجانبين بشكل مستمر على مدار الساعة، فاذا كان هناك لحظة ما اجتمعت فيه قيمة أحد التيارات وتأخرت الأخرى ، من المتوقع أن يسبب هذا بتشغيل خاطئ للريليه ، وهذه مشكلة حدثت بالفعل في أحد الأيام وأخرجت خط132kV من الخدمة.

لذا فإنه لا يكفي أن تكون قيم التيارات الخارجة من الCT صحيحة فحسب وإنما يجب أن تكون القيم صحيحة و أن تصل في الوقت الصحيح .

فال Accuracy errors الخاصة بالCT يمكن كشفها بسهولة ، يعني القيمة المتوقعة على CT secondary المفروض تكون 5 امبير ولكن نتج 4.9 امبير .

بينما ال Phase angle errors تعتبر أكثر تعقيد ، لأن قيم التيار المتوقعة نتجت بشكل صحيح ولكن مع تأخير زمني أو phase shift و تختلف قيمة الPhase shift المقبولة حسب شو الCT class المستخدم .

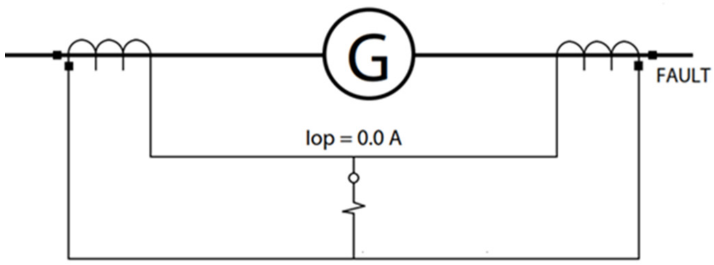
في ستاندرد IEC 60044-1 في Class 0.5 تكون قيمة ال Accuracy errors و Phase angle errors كما يلي :

- **Accuracy:** ±0.50% at 20, 100%, and 120% of rated primary current
- **Accuracy:** ±0.75% at 5% of rated primary current
- **Accuracy:** ±1.50% at 1% of rated primary current
- **Phase angle:** ±0.50 degrees (30 minutes) at 20%, 100%, and 120% of rated current
- **Phase angle:** ±0.75 degrees (45 minutes) at 5% of rated current
- **Phase angle:** ±1.50 degrees (90 minutes) at 1% of rated current

ولاحظ بأنه كلما اقتربت قيمة التيار من Rated current زادت دقة القراءات المقاسة ، ونلاحظ أيضا أن دقة القياس تطبق على كل من قيمة التيار و زواية التيار معا ، و ليس فقط قيمة التيار .

Circulating Current System :

يسمى ال Differential Relay الذي تم شرح مبدأ عمله انفا باسم circulating current differential relay أو قد يسمى أيضا باسم Unbiased Relay .



وهذه التوصيلة هي التي تم اقتراحها من قبل Merz و Price وهي تعتبر من Basic Differential protection ، و تم تطبيقها في البداية على العديد من الدوائر في شمال إنجلترا ، لذا يطلق على هذه الحماية في بعض المراجع اسم Merz-Price Protection وأصبحت هذه التوصيلة بمثابة حجر الأساس للعديد من الحمايات المتطورة في عصرنا الحالي .

وهذا الكلام واضح من مقال نشر عام 1908 بعنوان

" The Merz-Price system of automatic protection for high-tension circuits "

ويمكنكم الرجوع اليه من الجوجل إذا أردتم المزيد معرفة المزيد عن بدايات هذه الحماية .

MERZ-PRICE PROTECTIVE GEAR AND OTHER DISCRIMINATIVE APPARATUS FOR ALTERNATING-CURRENT CIRCUITS.

By K. FAYE-HANSEN and G. HARLOW, Associate Members.

(*Paper received November 24, read before the* MANCHESTER LOCAL SECTION *December* 20, 1910, *and before the* BIRMINGHAM LOCAL SECTION *on January* 11, 1911.)

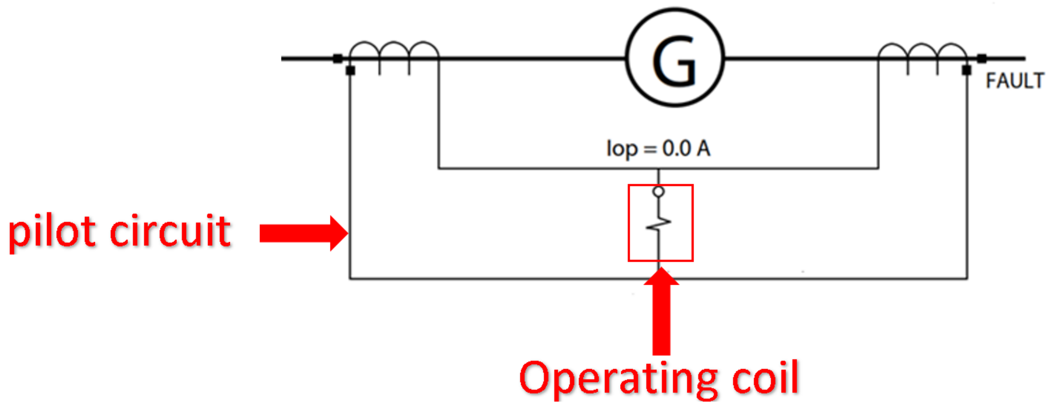
This paper is intended to deal only with devices for protection against excessive currents and not with protective apparatus which deals with over-potential. It must, however, be remembered that excessive voltages are sometimes caused by heavy currents, so that effective protection against over-currents in many cases prevents dangerous voltage rises.

By discriminative protective devices we refer to those which have been suggested or adopted to cut out faulty apparatus only and to leave healthy apparatus in circuit absolutely unaffected by fault external to them.

For the protection of distributing systems there are three main methods of carrying out discrimination, viz. :—

1. Overload time-limit protection.
2. Reverse energy apparatus.
3. Merz-Price protective gear.

كما هو ظاهر في الصورة فإنه يتم توصيل الcoil الخاص ب Differential Relay على التوازي مع pilot circuit المتصلة بCT Secondary winding الموضوع على جانبي المنطقة المراد حمايتها .

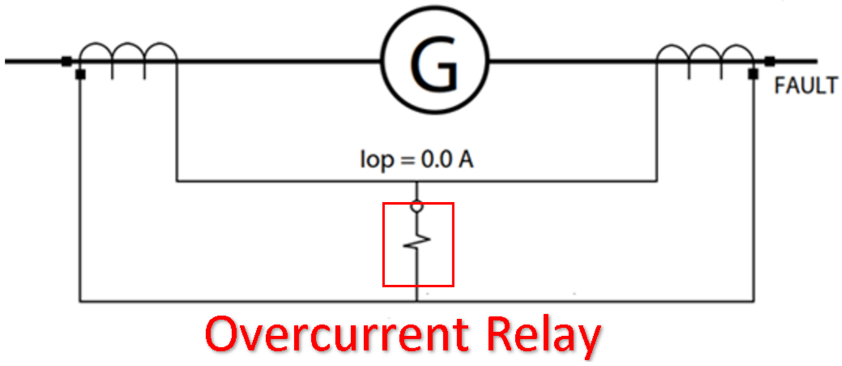


مع العلم أنه يتم التوصيل بين الملف الثانوي لمحولي التيار وال Differential Relay بشكل مباشر أي من خلال الأسلاك إذا كانت المسافة قريبة بين كلا الCT's على أطراف المنطقة المراد حمايتها كما هو في حماية المولدات و المحولات والبسبار .

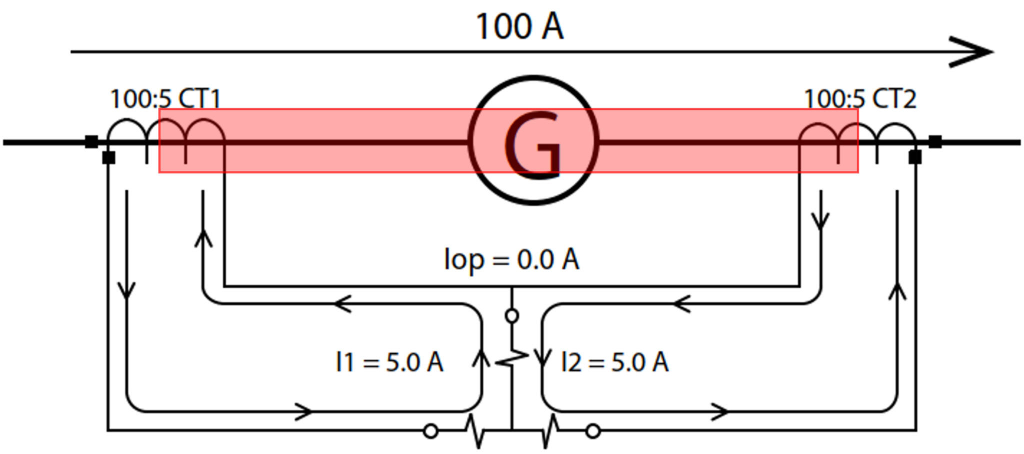
أو عن طريق Pilot wires أو fiber optic cables إذا كانت المسافة بين كلا الCT's على طرفي المنطقة المراد حمايتها بعيدة كما هو في حماية Transmission line أو Underground cable .

ويجب أن يوصل ال Operating coil في منتصف السلك كالميزان تماما حتى تكون المقاومة على جانبي الRelay متساوية.

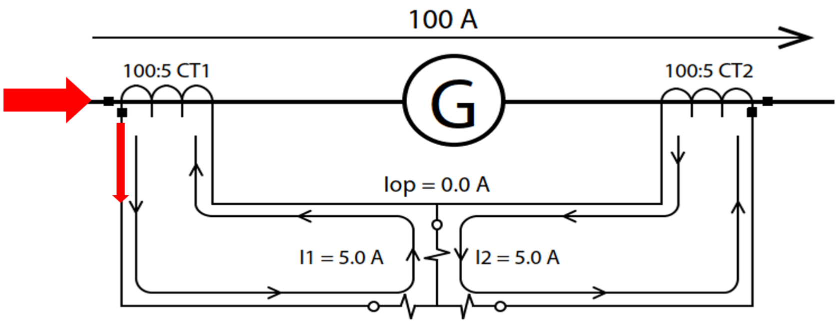
في بداية العمل بفكرة ال Differential Protection كان الOperating coil هو عبارة عن Overcurrent relay عادي ، ويوضع له current setting قليلة، و لكن طريقة توصيلة الCT له هي التي جعلت وظيفته تختلف اختلافا جذريا .



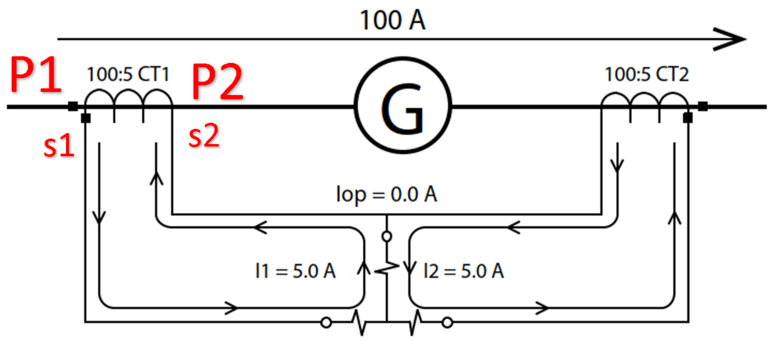
الآن دعونا نحلل هذه الرسمة بتفصيل أكثر والتي يظهر فيها Generator Differential Protection , وهذا التحليل يمكن تطبيقه أيضا على BB Differential Protection أو على Line Differential Protection ، ال zone المراد حمايتها هنا هي التي تقع ما بين CT1 و CT2 و الCT ratio لكليهما هو 100:5 .



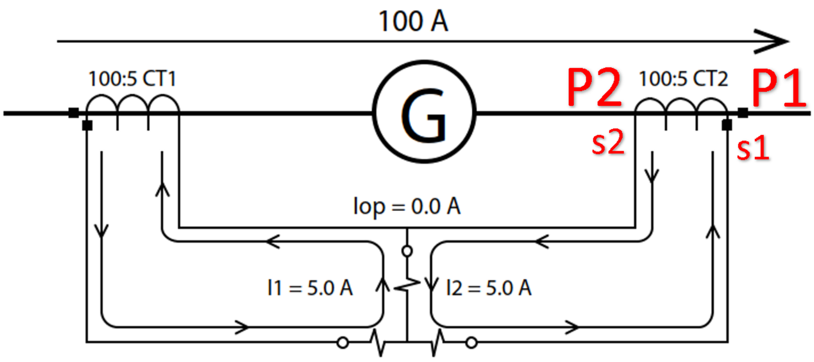
نفترض أن تيار طبيعي قيمته 100 امبير تدفق خلال الPrimary من جهة اليسار إلى اليمين ، فهذا يعني أن الCT secondary current سوف يدخل من جهة ال Polarity mark ل CT1 ، و يرجع إلى مصدره في مسار مغلق كما هو ظاهر بعكس عقاب الساعة.



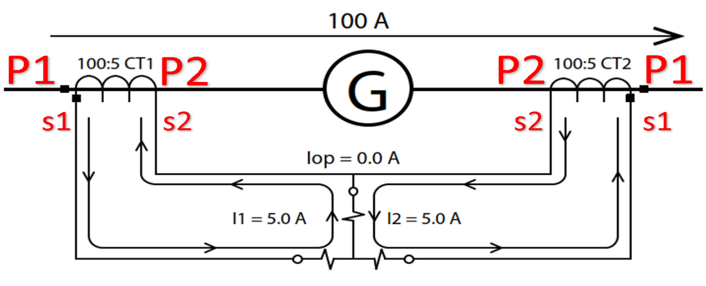
والهدف من وجود هذه الPolarity mark هو للتمييز بين طرفي الCT , فإذا قلنا أن هذه الجهة على الPrimary تسمى P1 ، فإن الجهة الأخرى سوف تسمى P2 , وكذلك الحال على CT Secondary إذا قلنا أن جهة الPolarity mark هي s1 ، فإن الجهة الثانية هي s2 .



وبالتالي فإن النقطة القريبة من Polarity mark هي P1 وs1 على الجهة الأخرى .

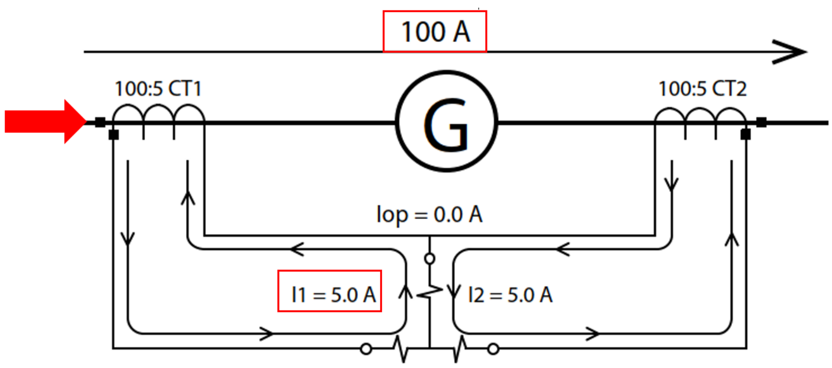


ولتمييز CT polarity بين كلا الCT's على أطراف المنطقة المراد حمايتها يتم وضع ال Polarity mark ، لاحظ معي في الصورة أن P2 أو s2 لكلا الCT's تكون بإتجاه الجزء المراد حمايته أي - Toward the protected element .

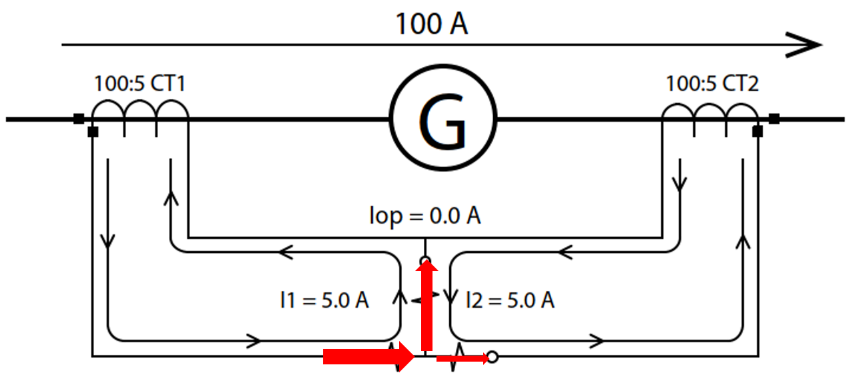


ويجب التأكد من CT polarity أنها صحيحة من خلال مراجعة المانيوال الخاص بكل ريليه في فصل ال connection diagram .

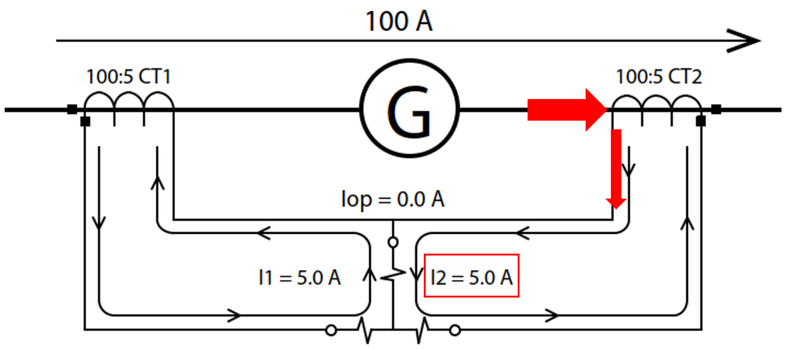
الآن إذا دخل Primary current قيمته 100 امبير في CT1 من هذه الجهة فإن CT Secondary current وقيمته 5 امبير سوف تخرج من هذه الجهة وتسير في مسار مغلق مارا من خلال الOperating coil من الأسفل الى الأعلى ومن ثم يعود التيار إلى مصدره ، ومعلوم أن التيار لا يسري إلا إذا كان مساره مغلق .



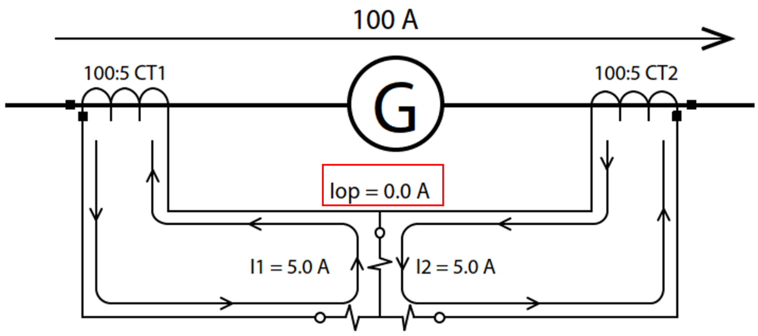
لاحظ أن تيار ال5 امبير أمامه مسارين ليمر بهما ليعود إلى مصدره إما من خلال ال Operating coil أو من خلال CT2 , ولكن مقاومة CT2 winding العالية هي التي **أجبرت** التيار للرجوع إلى مصدره من خلال الOperating coil, وبالتالي قيمة التيار الذاهبة إلى جهة CT2 تكاد تكون مهملة .



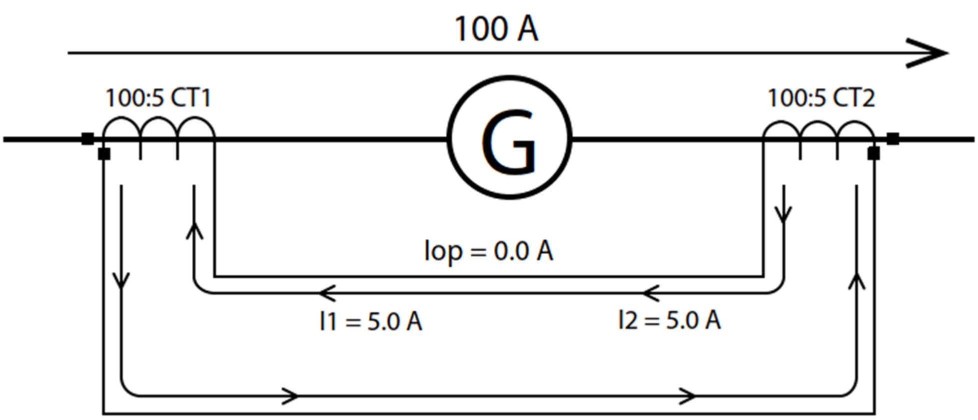
وفي نفس الوقت عندما يدخل ال Primary current قيمته 100 امبير في CT2 من هذه الجهة فإن CT Secondary current وقيمته 5 امبير سوف تخرج من هذه الجهة وتسير في مسار مغلق مارا من خلال الOperating coil من الأعلى إلى الأسفل ومن ثم يعود التيار إلى مصدره .



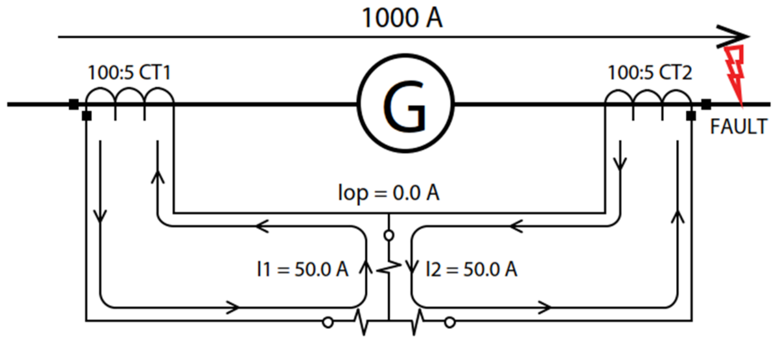
إذا كان كلا الCT's يعملان بشكل مثالي 100% ولهم نفس الموصفات تماما فسيكون صافي Differential current داخل الOperating coil هو صفر , لأن كلا التيارين سوف يلغي كل منهما الآخر لأنهما نفس القيمة وباتجاهين متعاكسين .



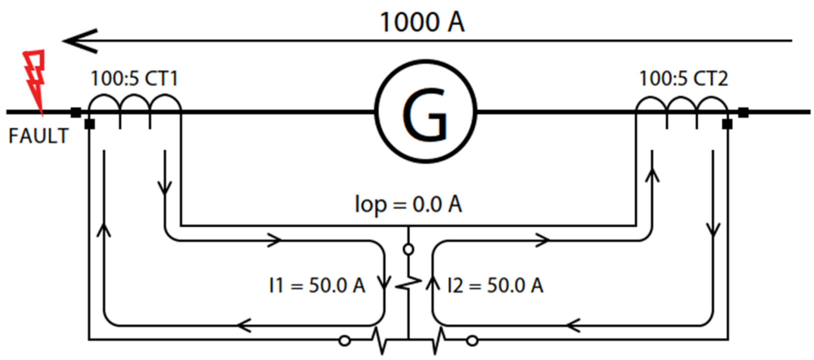
لو لاحظنا حركة التيارين I1&I2 على أطراف كلا الCT secondary ، لوجدنا كأنهم يدوران بشكل دائري بحيث يتبع أحدهما الآخر ، ولا يدخلان إلى الOperating coil ومن هنا جاءت تسمية هذا الريليه باسم circulating current differential relay .



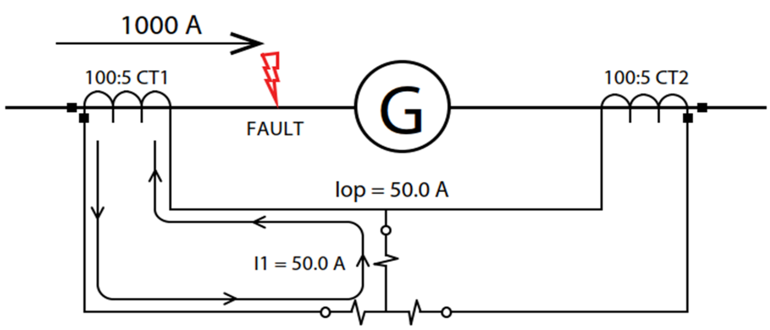
في حال حدث عطل خارج المنطقة المراد حمايتها أو خارج حدود CT1 و CT2 , فإن قيمة Primary current سوف يزداد من 100 امبير الى 1000 امبير مثلا ،لاحظ أن Primary current ذاهب بهذا الاتجاه من اليسار إلى اليمين ليغذي منطقة العطل وقد مر من خلال CT1 وCT2 ، ومع أن قيمة تيار العطل مرتفعة إلا أن قيمة التيارات المارة في الOperating coil تبقى محصلتها تساوي صفر , فلن يشعر ال differential relay بالأعطال الخارجية .

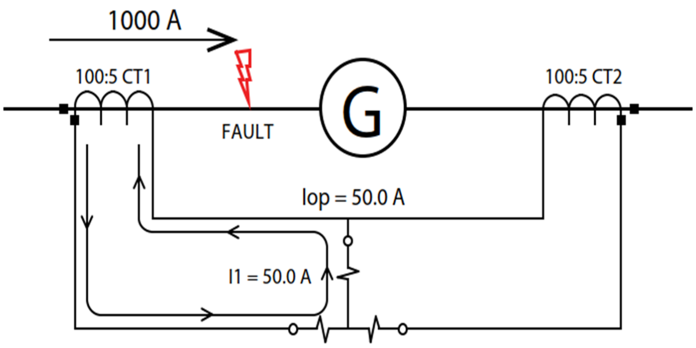


ولو حدث External fault على هذه الجهة الأخرى ، لتغير تدفق تيار العطل من اليمين إلى اليسار ليغذي منطقة العطل , وسوف تبقى محصلة التيارت داخل الOperating coil أيضا صفر.



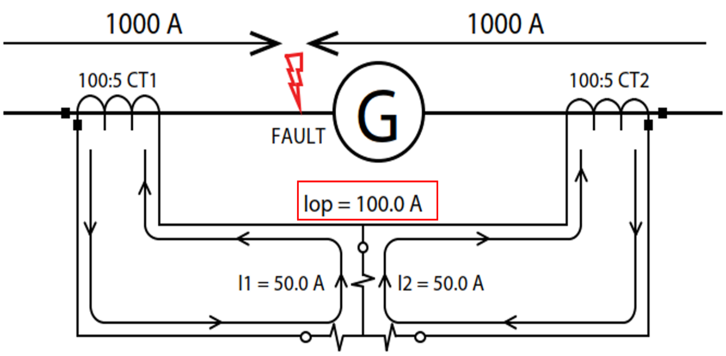
أما اذا حدث عطل داخلي -أي في المنطقة ما بين CT1 وCT2 - فإنه سوف يحدث اختلال في توزان التيارات على أطراف هذه المنطقة وفرق التيار بينهم سوف يمر من خلال ال Operating coil ، فاذا كان يوجد Source واحد , فإن التيار سوف يتدفق من هذا ال Source ليغذي منطقة العطل من خلال CT1 فقط , ولن يوجد تيار آخر من CT2 ليلغيه عند Operating coil .





وبالتالي سوف يمر تيار قيمته 50 امبير من الأسفل إلى الأعلى في Operating coil فإذا كانت قيمة CT1 Current أكبر من Iop set-ting أو Differential current setting , فإن هذا يعني أن Differential protection سوف يصدر قرار الTrip إلى الCB .

عمليا في حالة وجود Source واحد فقط فإن تيار العطل سيتوزع بين الShort circuit وبين الحمل بالنسبة العكسية للمقاومات بمعنى التيار الأعلى يمر في المقاومة الأقل واللي هي مقاومة الshort circuit طبعا, ولكن في الغالب تكون قيمة ال Differential current أعلى من ال Differential setting .



أما اذا حدث عطل داخلي وكان لدي two sources على طرفي المنطقة المراد حمايتها , فإن التيار سوف يتدفق من كل source ليغذي نقطة العطل ، فيتدفق تيار عطل قيمته 1000 امبير من Source-1 من خلال CT1 فيقوم هذا الCT بتحويله حسب الCT ratio الى 50 امبير تسري من خلال ال Operating coil من الأسفل إلى الأعلى ، ولحظة العطل سوف ينعكس اتجاه التيار بهذا الاتجاه ليغذي منطقة العطل وبالتالي سوف يتدفق تيارالعطل من Source-2 من ال CT2 فيقوم هذا الCT بتحويله إلى 50 امبير تسري أيضا من خلال ال Operating coil من الأسفل إلى الأعلى ، ولأن كلا التيارين يمران في ال Operating coil بنفس الاتجاه , فسوف يتم **جمعهما اتجاهيا** ، فيكون مجموع التيارات هو 100 امبير .

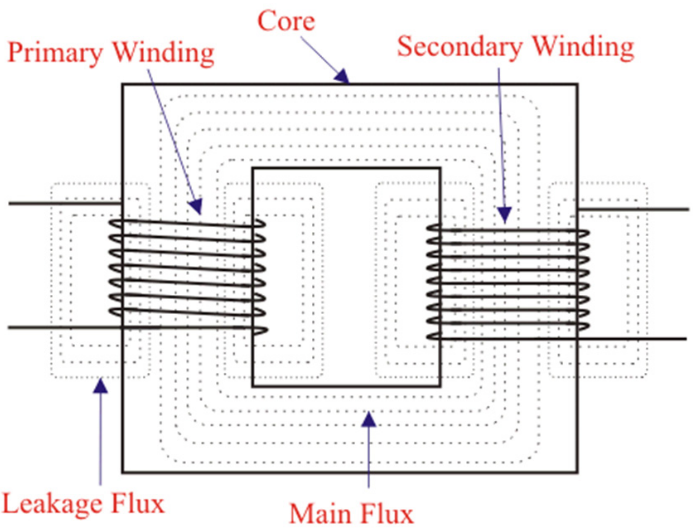
فإذا كان قيمة هذا التيار المقاس فعليا أعلى من قيمة ال Differential current setting , فإن قرار الTrip يجب أن يصدر لحظيا . ما تم شرحه التطبيق النظري لمبدأ ال Differen-tial protection ولكن العلماء واجهوا مشاكل عملية عند تطبيقها على أرض الواقع فما هي هذه المشاكل وكيف قام العلماء بالتغلب عليها ؟ تابعونا في الصفحات القادمة للدخول إلى العمق قليلا في عالم ال Differential protection .

Problems Encountered in Differential Protection

مبدأ عمل Differential Protection الذي تم شرحه سابقا هو في الحقيقة يعطيني الحالة المثالية لعمله ، وعادة ما نبدأ بشرح الحالات المثالية لتقريب الصورة وتبسيط فهمه.

لكن لسوء الحظ نحن لا نعيش في عالم مثالي ، فهناك عدة مشاكل عملية تواجه هذا النوع من الحمايات ، وهذه المشاكل تجعلني أضطر إلى عمل بعض التعديلات عليه .

أول هذه المشاكل هو أن تيار الدخول يختلف فعلا عن تيار الخروج , حتى في الظروف الطبيعية ولا يساوي صفر لعدة أسباب منها :



1. عدم تماثل محولي التيار وتسمى هذه الحالة بـCT mismatch، فحتى لو كانا من شركة واحدة فسيظل بينهما فروق تجعل التيار في الجانب الثانوي لكل منهما مختلف عن الآخر، حتى لو كان Primary current متساويا تماما ، وهذا يعزى أحيانا لعيوب التصنيع.

حتى و إن لم يكن هناك عيوب في التصنيع ، فإن تشابه الـCT's في Rated current والCTR فإنه لا يمكن لنا أن نضمن أن يكون Magnetizing current نتيجة الـLeakage flux المتبقية في المحول هو نفسه لكلا المحولين , بمعنى أخر فإنه من الناحية العملية سيكون هناك فرق في الخواص المغناطيسية لكلا الـCT's .

وهذا الفرق مهما كان طفيفا سيؤدي الى عدم اتزان في عمل Diff-Relay وخصوصا في حالة الأعطال خارج منطقة الحماية .

لو افترضنا أن لدينا two protection CT على كلا الجانبين وكان CT class لهم 10P20 , فهذا يعني أن هذا الCT سوف يحافظ على دقة يصل مقدارها %10حتى 20 ضعف التيار الطبيعي.

وهنا ملاحظة مهمة "هذا الكلام صحيح في حال كانت الأحمال المركبة فعليا على CT secondary تساوي CT Rated burden المذكورة على Name plate ، وكلما قلت قيمة ال Burden الفعلية المركبة على CT secondary كلما أصبح هذا الCT قادرا على تحمل تيار عطل أكبر أي ان ALF أصبحت أعلى حسب هذه المعادلة" .

Calculation of the actual accuracy limit factor

The actual accuracy limit factor (F_a) is calculated from the following equation

$$F_a \approx F_n \times \frac{|S_{in} + S_n|}{|S_{in} + S_a|} \qquad (3)$$

where F_n = rated accuracy limit factor
S_{in} = internal burden of the CT secondary coil
S_n = rated burden of the CT
S_a = actual burden of the CT

In equation 3, all burdens must be in VA, which can be calculated from the expression $S = I^2R$ by using the rated secondary current of the CT.

Example

The internal secondary coil resistance of the CT is 0.07 Ω, the secondary burden (including wires and relay) is 0.117 Ω and the CT is rated 300/5, 5P20, 10 VA. Calculate the actual accuracy limit factor F_a.

Solution:

$F_n = 20$ (CT data 5P20), $S_{in} = (5A)^2 \times 0.07\ \Omega = 1.75$ VA,

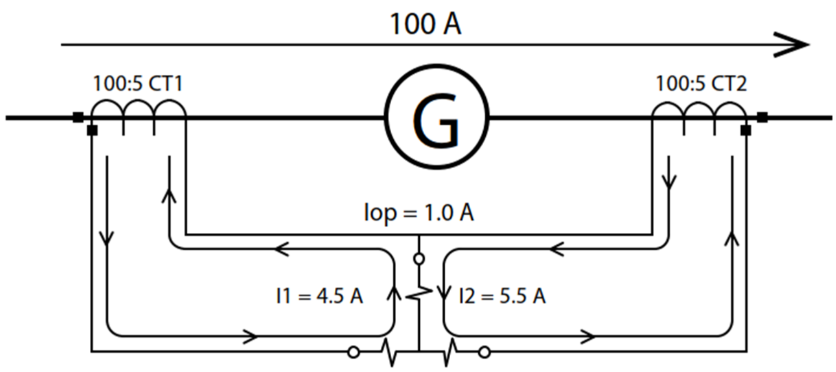
$S_n = 10$ VA (from CT data), $S_a = (5A)^2 \times 0.117\ \Omega = 2.925$ VA

$$F_a = 20 \times \frac{1.75 + 10}{1.75 + 2.925} = 50.3$$

Note: Often, as in this example, the power factor (cosφ) of the CT is ignored.

ونسبة الدقة ال 10% في CT Class 10P20 المقصود بها هنا هو ±10% وهي أقصى نسبة خطأ, فربما عمليا تصل نسبة الخطأ لأحد الCT's هو -10% ، بينما تصل للأخر +10% في نفس اللحظة وهذا أسوء سيناريو ممكن أن يحدث .

فإذا افترضنا أن تيارا قيمته 100 امبير وكانت نسبة الخطأ لل CT الأول CT1 هو -10% فإن قيمة الSecondary current سوف يساوي 4.5A وسوف يسرى هذا التيار في ال Operating coil من الأسفل للأعلى .



وقيمة 4.5A قمنا بحسابها من (-5(5x0.1)) والسالب هنا لأن الخطأ بالسالب -10%

5A-(10%*5)=5-0.5=4.5A

وفي نفس الوقت اذا افترضنا إن نسبة الخطأ للCT الثاني +10% CT2 فإن قيمة ال Secondary current سوف يساوي 5.5A وسوف يسرى هذا التيار في الOperating coil من الأعلى للأسفل .

وقيمة 5.5A قمنا بحسابها من (+5(5x0.1)) والموجب هنا لأن الخطأ بالموجب +10%

5A+(10%*5)=5+0.5=5.5A

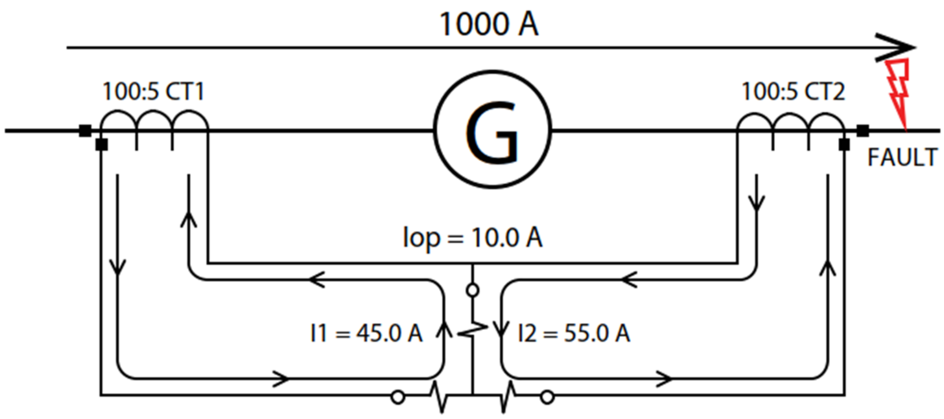
والفرق بين كلا التيارين هو 5.5-4.5 ويساوي 1 امبير في ظروف طبيعية!

Id=5.5-4.5=1A

وبالتالي يجب أن نأخذ في الاعتبار أن قيمة Differential current setting بالطبع يجب أن تكون أعلى من 1 امبير ، و إلا قد يصدر الريليه Trip signal في ظل ظروف الحمل الطبيعية مع افترض أسوء سيناريو ممكن .

Id setting>1A

و مع نفس هذا السيناريو السابق دعونا نفترض حدوث external fault نشأ عنه تيار عطل قيمته 1000 امبير.



فإذا كانت نسبة الخطأ في CT1 هي ‎-10%‎ فإن قيمة Secondary current له هي 45 امبير تسري في الOperating coil من الأسفل الى الأعلى كما هو ظاهر في الصورة .

50A-(10%*50)=50-5=45A

بينما ال Secondary current لCT2 إذا كانت نسبة الخطأ له ‎+10%‎ هي 55 امبير تسري في الOperating coil من الأعلى إلى للأسفل .

50A+(10%*50)=50+5=55A

ولو وجدنا الفرق الطبيعي بين كلا التيارين لكان 45-55 ويساوي 10 امبير !! , وهذا بالتأكد سوف يعطيني إشارة فصل خاطئة على عطل خارجي ليس لي علاقة به !!

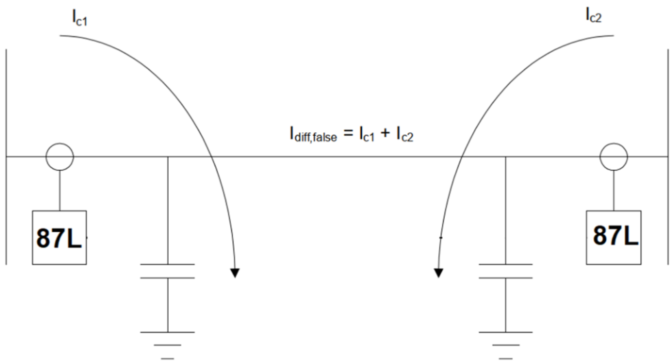
Id=55-45=10A

لا يمكن أبدا في هذه الحالة أن نضع Differential current setting أعلى من 10 امبير لتجنب هذه المشكلة , لأنها تعتبر very high setting ، وهذا يعني أن أي internal fault يجب أن تنشئ تيار عطل قيمته أكبر أو تساوي 200 امبير لكي يصدر ال Differential relay إشارة الفصل الخاصة به .

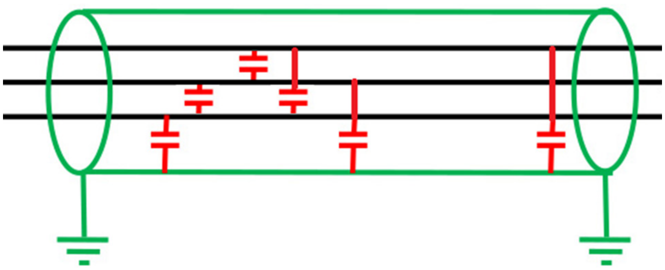
$Id\ setting > 10A$ ✗

وبالتالي فإن هذه Differential current setting لن تقوم بحماية المعدات بالشكل المطلوب ، وذلك لأن حساسيتها سوف تكون قليلة وغير مقبولة، لذا يجب دراسة الموضوع من عدة جوانب عملية أخرى!

دعونا الان نكمل سرد بعض المشاكل الأخرى لأسباب اختلاف input current عن output current في الظروف الطبيعة وبعد الانتهاء منها سوف نذكر كيف يمكن حل هذه المشاكل.

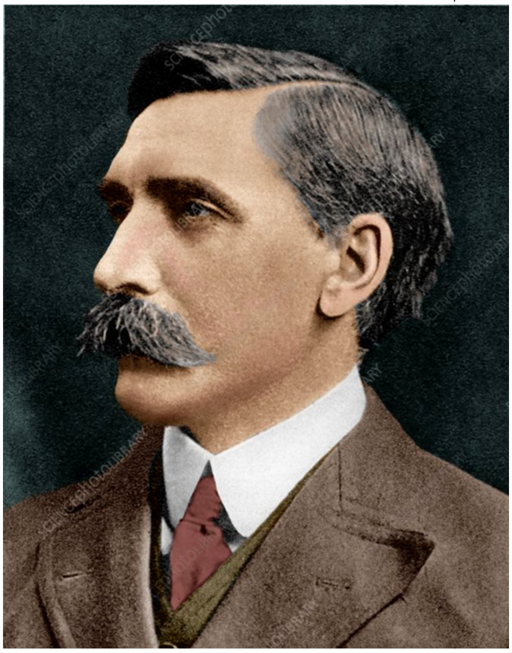


2. فمن هذه الأسباب العملية هو تيارات المكثفات الشاردة Stray Capacitance المرتبطة بالعنصر المراد حمايته ، فقد تكون هذه التيارات بسبب الكابلات أو العوازل الخاصة به، وهذه المكثفات يتسرب من خلالها جزء من input current إلى الأرض وخاصة عند بداية التشغيل، مما يترتب عليه اختلاف قيمة التيار بداية الكابل عن قيمة التيار في نهايته ، لاسيما عند التحميل الخفيف، فبعض الكابلات يصل قيمة هذا التيار المتسرب إلى 13 أمبير لكل كم طولي في كابلات جهد 220kV وكلما زاد الجهد يزداد قيمة التيار المتسرب، وهذا يعنى أن تيار بداية الخط سيكون أعلى من تيار نهاية الخط بقيم عالية (تفوق أحيانا 100 أمبير) مما يتسبب في خداع الوقاية التفاضلية.



المكثفات الشاردة هي بالأساس مكثفات غير مرئية وتكون موزعة بانتظام على طول الخط وتظهر عادة بين كل two phases و بين كل phase مع الأرض وتتسبب في مرور تيار متسرب من الخط الى الأرض يسمى بStary current أو Capacitive current وكلما زادت ال Capacitance كلما ارتفعت قيمة التيار المتسرب ، و من هنا جاء تعريف ال Capacitance أصلا بأنه موصلين بينهم مادة عازلة حيث تعتبر الأرض أو Sheath من الموصلات .

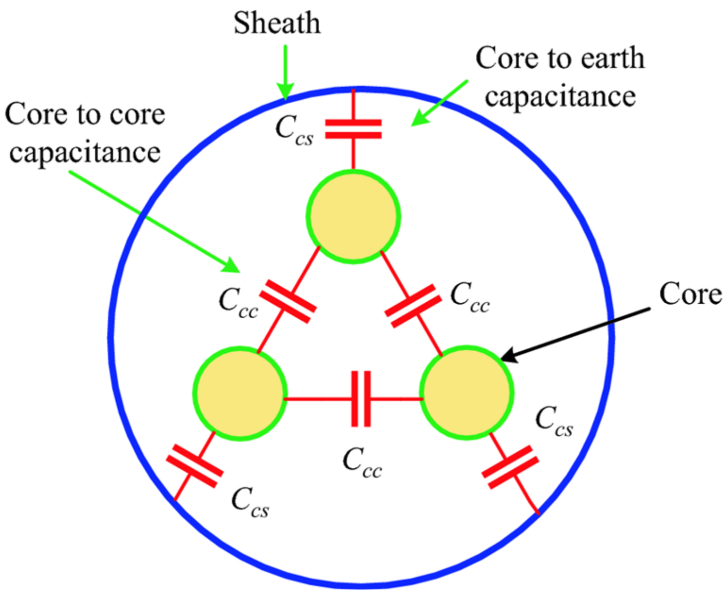
إذا زادت قيمة التيار المسحوب بواسطة المكثفات الشاردة لخط النقل عن قيمة التيار المسحوب بواسطة الحمل في نهاية الخط ، والذي لا يمكن أن يحدث الا عند انخفاض الأحمال فسوف يرتفع الجهد عند الحمل أكثر من الجهد عند المصدر وهذه الظاهرة اكتشفها العالم سيباستيان فيرانتي عام 1890م وسميت باسم عائلته بالFerranti effect.



Sebastian Ziani de Ferranti
(1864-1930)

ظاهرة فيرانتي هي ظاهرة غير مرغوب فيها لأنها سوف تزيد الجهد عند الاحمال أكثر من الجهد عند المصدر فمعظم الاجهزة والمعدات الكهربائية مصممة للعمل بجهد معين وفق حدود معينة ، وإذا زاد الجهد عليها فمن المحتمل حدوث تلف damage لها.

قيمة ال Capacitive current في حالة الكابلات الأرضية underground cable أكبر منه في حالة الخطوط الهوائية OHL ، وذلك لأنه معروف أن Capacitance في الكابلات أكبر بعشر مرات منها في OHL بسبب زيادة ارتفاع الأبراج عن الأرض, بينما الInductance في الOHL تكون أكبر بست مرات منها في الكابلات .

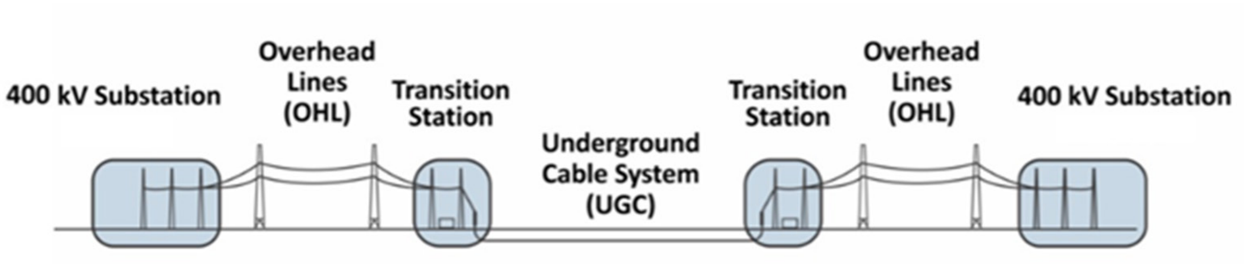


يفضل أن تكون ال Capacitance بين الخط الحامل للتيار والأرضي أصغر ما يمكن لتقليل الفقد في الطاقة الكهربائية , لهذا السبب تكون تكلفة نقل التيار بالكوابل عالية حيث تبلغ تكلفة النقل بالكابلات من 5 الى 10 مرات ضعف تكلفة الخطوط الهوائية OHL ذات الإمكانيات المتساوية.

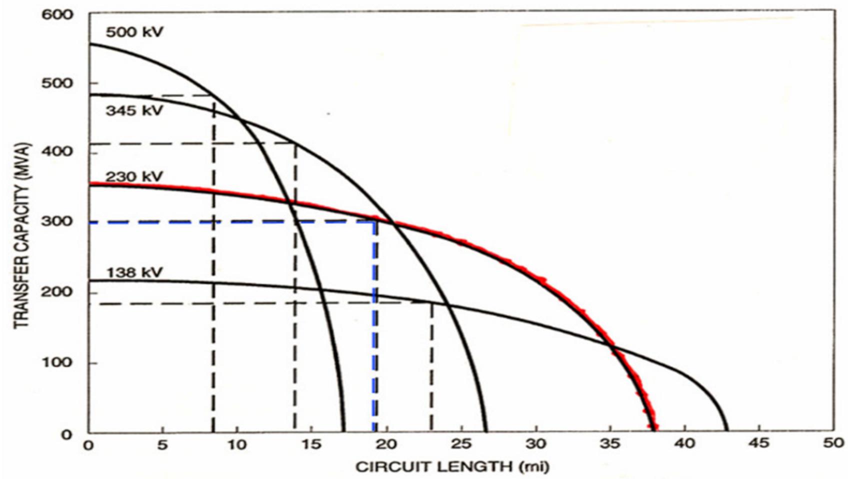
إلا أن تكاليف الصيانة الدورية للOHL تعتبر أكثر قليلا من تكاليف الصيانة الدورية للكيبلات وبالرغم من ذلك فإن مجموع التكاليف الثابتة والمتغيرة للOHL تظل أقل بكثير من مجموعها في الكابلات.

عادة ما نستخدم الكوابل داخل المدن او في المسافات القصيرة , بينما نستخدم الOHL خارج المدن أو في المسافات الطويلة.

وفي كثير من الأحيان فإن نظم القدرة تكون خليط من Underground cables مع OHL في ءان واحد , فممكن أن يكون الخط نفسه يبدأ بU/G cable لمسافة معينة فإذا خرجت من المدينة نقوم بنقلها باستخدام OHL فاذا وصلت المدينة الأخرى نرجعها ك U/G cable مرة أخرى .



ويجب أن لا يتجاوز طول الكيبل قيمة معينة تسمى بالطول الحرج Critical length وهو الطول الذي يجعل قيمة التيار المتسرب تساوي قيمة تيار الحمل الطبيعي Rated Current , وهذا يعني أن كل Power المنقولة عبر الكابل قد تسرب ،ولم يصل للحمل منها شيء .



والطول الحرج لمنظومة ال132kV هو 64km ، بينما يصل هذا الطول الحرج لمنظومة ال400kV الى 24km فقط .

فكلما زاد الجهد زادت الCapacitance وبالتالي زاد التيار المتسرب ومن ثم قل الطول الحرج المسموح به للكيبل.

ويمكن التغلب على مشكلة Capacitive current :

1. إما عن طريق رفع قيمة Diff current setting عن أقصى Capacitive current متوقع ، وهذا بدوره يقلل من حساسية حماية differential مع الأعطال الداخليه على الخط وهو خيار غير محبذ ، ويتم استخدام هذه الطريقة على الخطوط القصيرة ، لكن لا يمكن ذلك مع الخطوط الطويلة, او تلك التي تسحب قيمة تيار شحن كبير .
فإذا كان الكابل طويلا ففي هذه الحالة سيتولد الـ Capacitive current في المكثفات الشاردة للكابل بقيمة مرتفعة ، وهذه القيمة ثابتة بغض النظر عن قيمة ونوعية الحمل.

2. وإما عن طريق الاعتماد على Zero sequence وNegative sequence current حيث هاتين المركبتين صغيرتين جدا لل Capacitive current بالمقارنة بـPositive sequence current ، و بالتالي يمكن استخدام أحدهما بدلا من استخدام Phase current.

3. وهناك بعض الDiff Relays عندها خاصية charging current compensation أي تقوم بطرح قيمة تيار الشحن من قيمة differential current حتى يجعل قيمته أقرب للصفر.

وهناك بحث منشور 1977 في مؤتمر الشرق الأوسط الدولي لنظم القوى الكهربائية MEPCON للدكتور محمود الجيلاني والدكتور عصام أبو الذهب ، طرحوا فيها فكرة مبتكرة لعلاج مشكلة التيارات المتسربة في كابلات الجهد العالي وأثرها على الوقاية التفاضلية ، حيث تعتمد الفكرة في البحث على عمل مقارنة ليس بين تيار المصدر والحمل إجمالا ، بل عمل المقارنة بين الــactive component للتيارين ، وبالتالي نستبعد الــ Re-active Component الناشئة من الCapacitive current من المقارنة اصلا، وهي التي كانت السبب في المشكلة.

هل هناك حل جذري لمشكلة التيارات المتسربة؟

إذا امكننا الاستغناء عن الكابلات واستخدام OHTL فهذا افضل اذا الطبيعة الجغرافية تسمح ، أو يمكن استخدام الــ HVDC إذا كانت تكلفته مبررة ، أما إذا كنت مضطرا لاستخدام الكابلات فليس هناك حل!!! ،

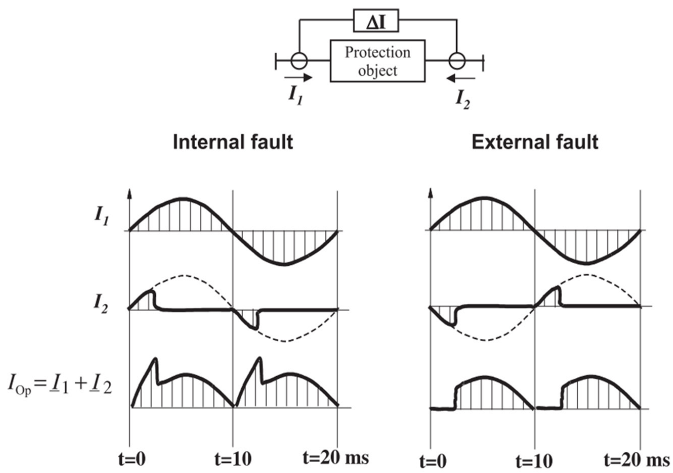
فهذه التيارات هى جزء من طبيعة كابلات الجهد العالى ، وإنما يمكن فقط تقديم علاج – غير مجاني - لآثار هذه التيارات وعمل تعويض لها باستخدام Fact devices or shunt reactor ، إما عند المصدر أو عند الحمل او في كلا الناحيتين للتغلب على هذه المشكلة وتعويض هذه التيارات .

بمعنى اخر فإن قيمة Reactive power التي ولدها الكابل بسبب الــ Cap العالية فيه سيتم امتصاصها من خلال reactor ، بالتالي "كأن " المشكلة لم تحدث بالأساس، لكننا في الواقع لم نمنع هذه التيارات وانما فقط قمنا بامتصاصها وتعويضها ومن ثم زيادة الطول الحرج للكابل.

وأخيرا، فهذه التيارات تمر في الــ Sheath للكابل ، و يمكن أن تتسبب في رفع الجهد عليه إضافة إلى التيارات الحثية الأخرى التي تتولد في الــ Sheath وهذا موضوع آخر ، حيث نحتاج لمنظومة تأريض مناسبة Grounding and Bonding للمساعدة في علاج هذه المشكلة.

3. ومن الأسباب التي تؤدى إلى حدوث اختلاف بين تياري الدخول والخروج حدوث تشبع saturation لـCT في إحدى جهتي جهاز الحماية عند حدوث External fault أو حتى في الظروف الطبيعية Normal operation - أي في غير حالات الأعطال - ممكن أن يحدث saturation لـCT ، مما يترتب عليه انخفاض قيمة التيار الذي يقرأه هذا الCT بدرجة كبيرة رغم ارتفاع التيار على الCT Primary side.

وعليه فإنه سيحدث لا محالة فرق كبير بين تياري الدخول والخروج وقد يترتب عليه حدوث فصل خاطئ للDifferential relay ! يجعله يفقد خاصية ال Selectivity والذي يعتبر من المتطلبات الأساسية لنظام الحماية ، ويمكن حل هذه المشكلة من خلال اختيار محولات التيار بعناية بحيث تكون قيمة ال Knee Point Voltage لها كبيرة تجنبا لدخول محول التيار في مرحلة الSaturation أثناء حدوث العطل.



لاحظ في هذا المنحنى دخول I2 في مرحلة ال Saturation سواء في حالة الInternal fault أو في حالة External fault مما سبب تشوه لشكل موجة CT secondary current الذاهبة الى الريليه. وهذه الموجة المشوهه هي التي انتجت لي قيمة لل Differential current كما هو ظاهر في هذا الشكل.

أما ال saturation في حالة ال Internal fault فنادرا ما يؤدي الى فشل في تشغيل Differential relay ، و لكن المشكلة الحقيقة تكمن في حال حدوث saturation على CT أحد الطرفين في حالة ال External fault أدى الى اشتغال الحماية على منطقة المفروض الريليه لا علاقة له بها .وهذا بالطبع سوف يؤثر على موثوقية وانتقائية الريليه واللي هي كانت السبب الرئيسي أصلا لتفضيله على الOC protection .

وكانت أولى الحلول الفنية لهذه المشكلة هو إضافة time delay يتم من خلاله تجاوز مرحلة CT saturation ، إلا أن أي تأخير زمني لـmain protection يعتبر أمر غير مرغوب به.

وفي الريليهات الحديثة أصبح يستخدم saturation detectors لاكتشاف هذه الحالات بشكل سريع جدا ويعتمد مبدأ عملها بشكل أساسي على مقارنة سلوك التيار بشكل مستمر ، فاذا حدث عطل وتم تحويل قيم تيار العطل من خلال الCT بشكل صحيح لفترة صغيرة ومن ثم اختلفت هذه القيم فجأة , فهذا يعني أن الCT دخل في مرحلة التشبع.

وهناك ريليهات أخرى تستخدم harmonic analysis لتحديد حالات CT saturation معتمدة على نسبة ما يحتوي تيار العطل من توافقيات .

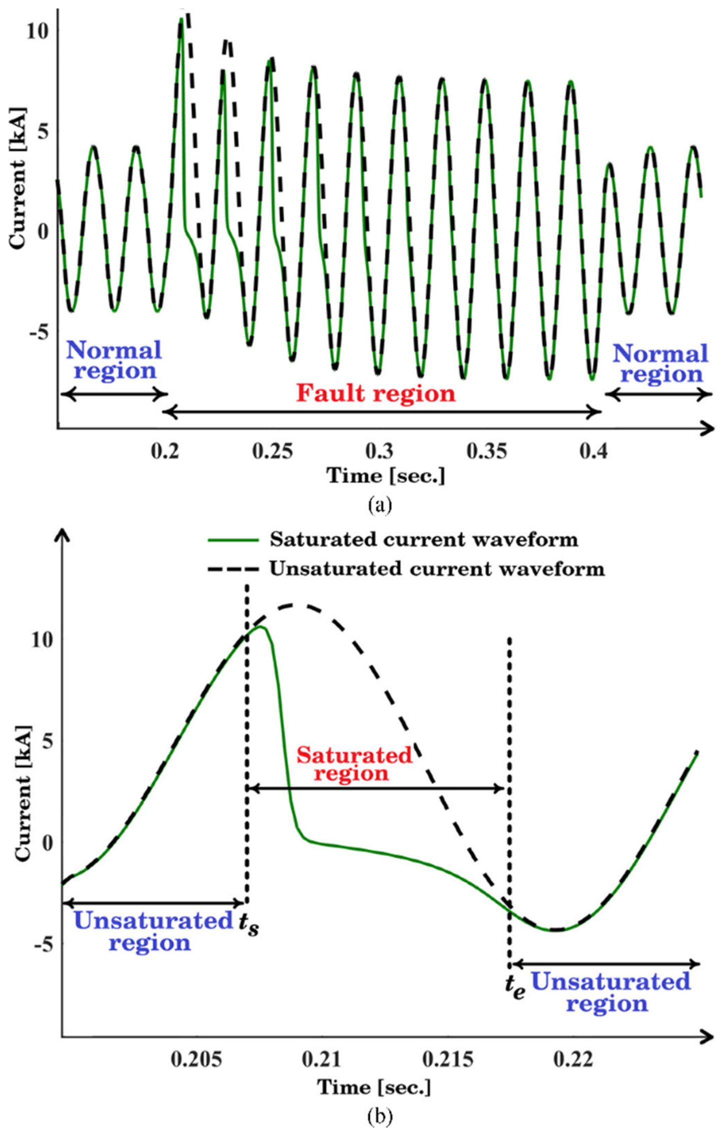
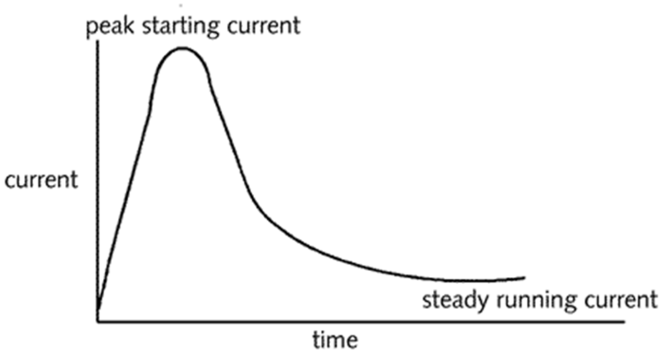


Fig.Measured current waveform with CT.
(a) Unsaturated and saturated current waveforms during normal and fault conditions.
(b) Expansion of the unsaturated and saturated regions of the CT secondary current waveform.

أما بالنسبة لدخول الCT الى مرحلة الSaturation في الظروف الطبيعية فيكون نتيجة لأحد هذين السببين :



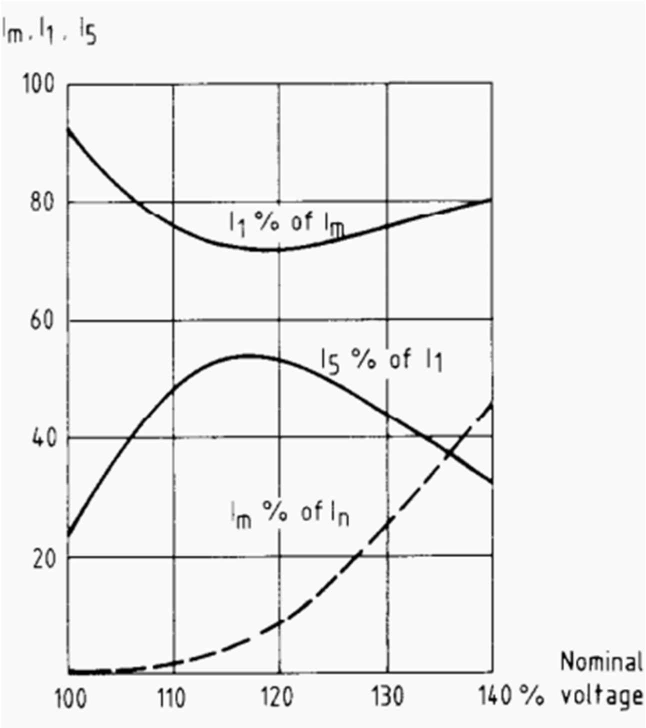
1. مرور Motor high starting current (خاصة في شركات الأسمنت أو الحديد والصلب) ، وهنا سيظهر سبب جديد لتشبع محولات التيار وهو وجود الـ DC Component الموجود في starting current ، الذي يكون أحيانا يكون كافيا لعمل Saturation للCT وعليه سوف ينشأ لدي قرار trip خاطئ.

2. أو حدوث فصل مفاجئ لـ Large reactive load متصل على جهة الثانوي لمحول بينما لا يزال جهة الابتدائي متصلة بالsource، فعند ذلك سيرتفع الجهد على هذا المحول ويحدث له Overexcitation فيزيد تيار الابتدائي بشدة ويحدث تشبع لمحولات التيار في هذه الجهة.

ومعروف أنflux يتناسب طرديا مع الفولتية المطبقة وعكسيا مع تردد هذا الجهد ، لذا يطلق على Overexcitation protection أحيانا بإسم volts/hertz protection.

و حالة ال Overexcitation تتميز بإرتفاع قيم الOdd harmonics, فالtransformer excitation current تحتوي على Fundamental تمثل تقريبا 52% يليها التوافقية الثالثة (حوالي 26%) من Fundamental ثم التوافقية الخامسة (حوالي 11%) .

فأما التوافقية الثالثة 3rd harmonic فلا نستطيع الاعتماد عليها ولا على مضاعفاتها بسبب احتمال وجود الDelta connection التي تدور بداخلها هذه التوافقيات ولا تظهر على أطراف المحول.



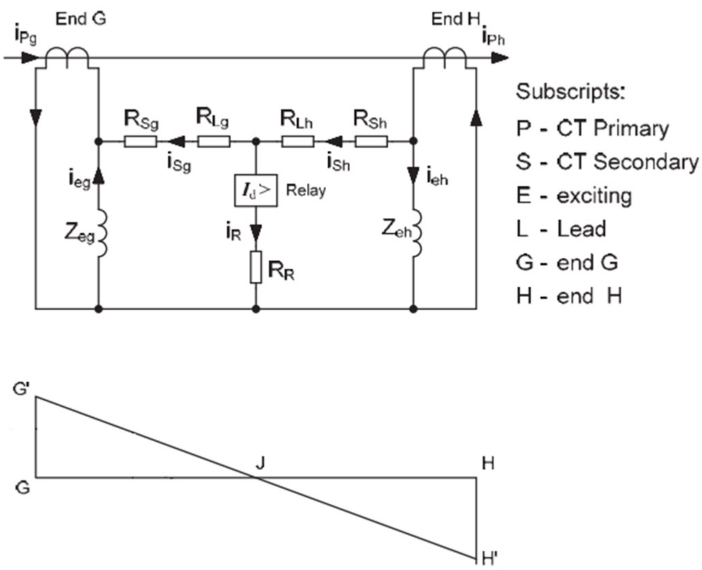
Magnetizing current at overexcitation, where I1 is the fundamental frequency current, I5 is the fifth harmonic current, Im is the total magnetizing current and In is the nominal current

وبالتالي فإننا نستخدم التوافقية الخامسة 5th harmonic للتمييز بين حالة الOver Excitation وبين الأعطال الحقيقة, حيث ترتفع قيمتها أثناء حدوث الOverexcitation أكثر منه في حالة الأعطال.

وفي الريليهات الحديثة أصبح هناك عمل Blocking للTrip في حال حدوث زيادة نسبة 5th harmonic عن قيمة Setting محددة عادة ما تكون 25-30% والتي تعني حدوث الOver Excitation أو قد تسمى Over-Fluxing أيضا.

وفي الوقت نفسه من غير المعقول أن يكون هناك ارتفاع في الفولتية على المحول ويبقى Blocking على trip مستمر , وذلك لأن المحول سوف يكون في حالة خطر .

4. أما السبب الرابع من أسباب اختلاف التيارات الداخلة والخارجة إلى الخط هو اختلاف أطوال الـ Pilot wires المستخدمة في توصيل أجهزة الوقاية الخاصة بخطوط النقل القصيرة ، والتي قد تنشئ impedance غير متساوية على اطراف الOperating coil لا سيما إذا كان الجهاز قد تم ضبطه على قيم حساسة. فموقع الRelay يمثل نقطة المنتصف في الميزان تماما .



GG', HH' Electro-motive forces with high impedance relay

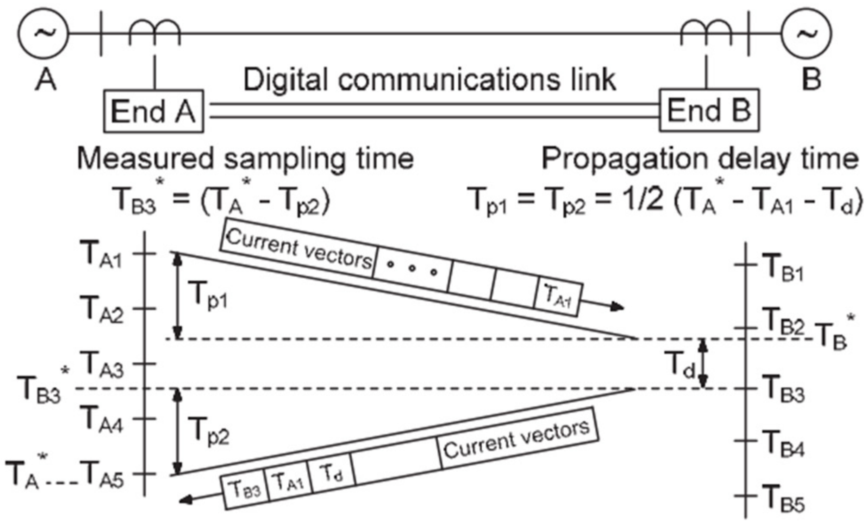
فطالما أن Relay لم يوضع بنقطة المنتصف بالضبط عند النقطة J , فإن تيارا حتميا سوف يمر من خلاله حتى و لو كانت Primary current متماثلة 100% على أطراف الProtected zone.

هذا الكلام في حال أنني قمت بتوصيل جميع الCT's على Relay واحد فقط والمسافة بين اطراف Protected zone قريبة كخطوط النقل القصيرة مثلا ، لأنه في حالة استخدام الوقاية التفاضلية لخطوط النقل الطويلة فإننا نستخدم جهاز منفصل عند كل جهة ، و ليس جهاز تفاضلي واحد للخط كما قد يظن البعض.

ويتم التواصل بين كلا الRelays في Local وRemote end substation من خلال Communication Channels .

5. وهنا أيضا قد تظهر مشكلة أخرى في حال حدث تأخير زمني للاتصالات Channel time delay errors بين طرفي الخط وهذا التأخير الزمني سوف يجعل الDiff relay يرى أحد التيارات قبل الآخر في لحظة زمنية معينة ، يعطي من خلالها mal-operation أو unwanted tripping لDiff protection .

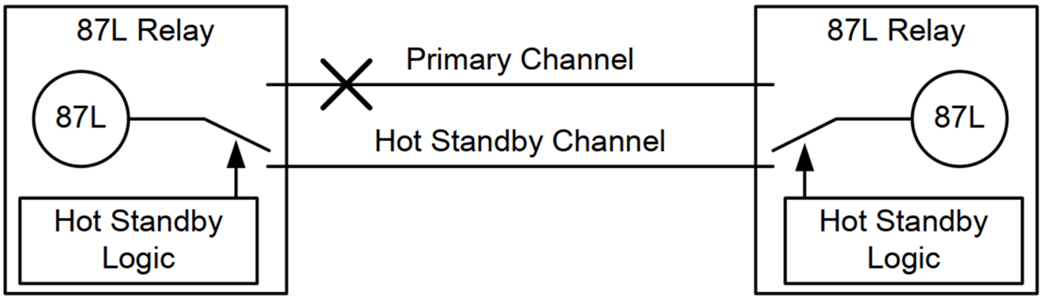
حيث لا بد من اختيار Communication Channels بين الجهازين بكل دقة , بحيث يكون زمن وصول الإشارة من الجهاز الأول الى الثاني هو نفسه الزمن اللازم لوصول الإشارة من الجهاز الثاني الى الأول حتى لا يقوم الجهاز بالاشتغال الخاطئ .



T_{A1} T_{A2} - sampling instants of relay A
T_{B1} T_{B2} - sampling instants of relay B
T_{p1} - propagation delay time from relay A to B
T_{p2} - propagation delay time from relay B to A
T_d - time between the arrival of message T_{A1} at relay B and despatch of message T_{B3}
T_A^* - arrival time of message T_{B3} at relay A
T_B^* - arrival time of message T_{A1} at relay B
T_{B3}^* - the measured sampling time of T_{B3} by relay A

6. ومن الممكن أيضا أن يحدث انقطاع في إشارة Communication Channels أو ما يسمى ب Communication Fail ، فلا يستطيع الريليه أن يقرأ تيارات الطرف الأخر , مما قد يؤدي إلى اشتغال خاطئ للريليه بدون وجود عطل حقيقي.

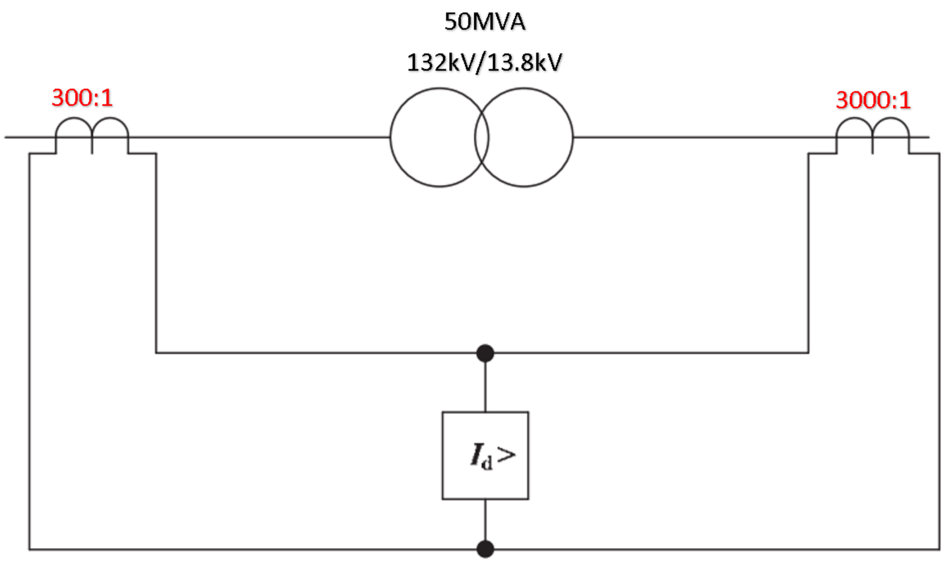
ويمكن حل هذه المشكلة من خلال إضافة قناة اتصال أخرى احتياطية فإذا انقطع عمل القناة الأولى تعمل القناة الثانية ، أما إذا انقطع عمل القناة الأولى والثانية معا كAND gate فهذا ما نسميه ب Communication Fail ونقوم بعمل Block لل Diff relay ، وهذا يعني أننا قمنا بعزل ال Diff relay من الخدمة والاعتماد فقط على ال Backup protection لحين حل هذه المشكلة.



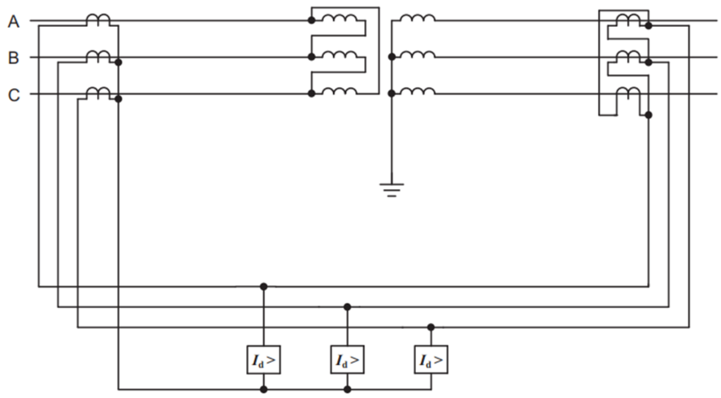
7. أما عند استخدام Differential Protection في حماية المحولات فسوف تظهر لدينا عدة مشاكل من نوع أخر ،منها وجود فروق طبيعية بين التيار الداخل والخارج إلى المحول ، فالطبع قيمة Primary current سوف يختلف عن قيمة Secondary current نتيجة اختلاف عدد لفات primary winding عن secondary winding في المحولات حيث قد تصل قيمة التيار جهة الHV TR الى 300 امبير , وجهة الLV الى 3000 امبير في الظروف الطبيعية .

و هذه المشكلة يمكن التخفيف منها باستخدام قيم مختلفة للـ CTR في الHV Side عنه في LV side .

وحتى مع استخدام قيم مختلفة للـ CTR على الPrimary وsecondary فسوف يبقى بعض الاختلافات بينهم , سوف نشرح تفاصيلها لاحقا.

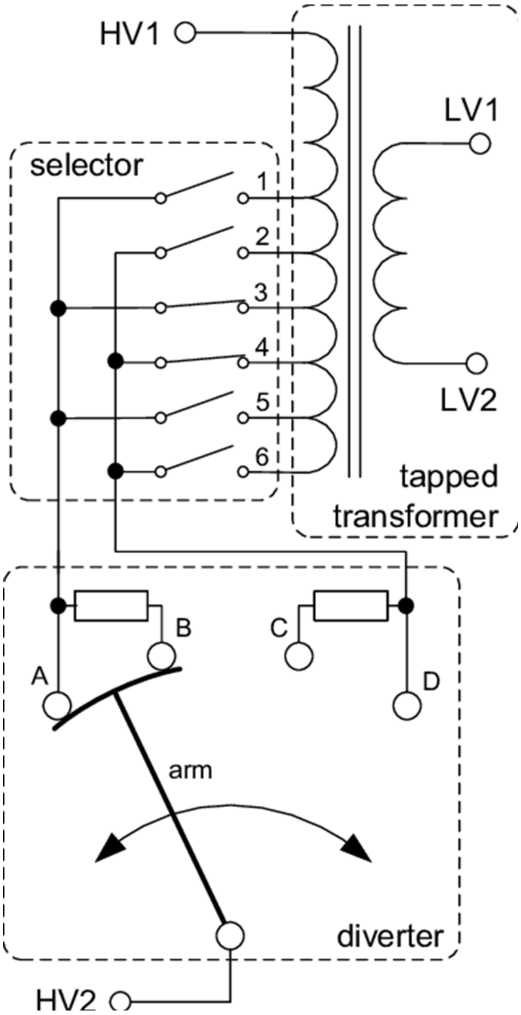


وهناك مشكلة تتعلق بطريقة توصيل المحولات 3-Phase وهل هي مثلا Y–Y أم D - Y (دلتا- ستار) ، (ستار-دلتا) أو غيره، وكل طريقة من هذه الطرق تنشأ علاقة بين التيار الابتدائي والثانوي مختلفة فى القيمة والاتجاه عن الطرق الأخرى ، وهذا الـ Phase Shift يمكن تجاوز تأثيره بتوصيل محولات قياس التيار (CT) فى الجانب ستار على شكل دلتا، والعكس بالعكس وهذه قاعدة هامة وضرورية فى توصيل TR protection .



وفي الريليهات الحديثة أصبح لا داع لتغيير توصيلة الـCT's على أطراف المحول مهما كان نوع الـvector group لأن هذه الحسابات أصبحت تتعدل داخل الريليه نفسه.

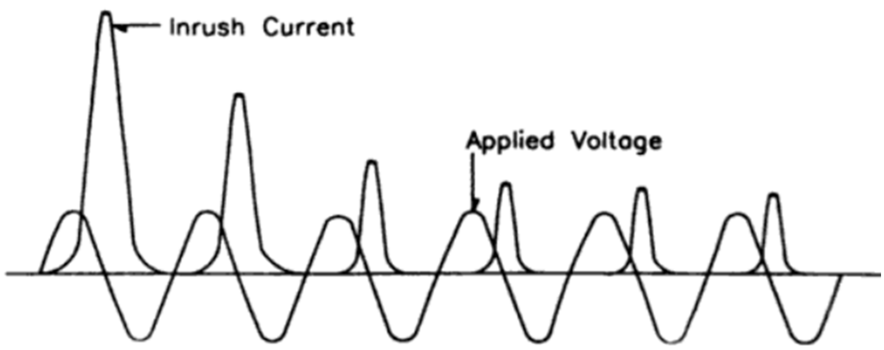
8. ومن المشاكل التي تواجه TR Diff Protection أيضا أن بعض المحولات تكون مزودة ب TAP Changer، وغالبا يكـون من النـوع الذى يستخدم أثناء وجود المحول فى الخدمة On-Load TAP Changer.



مما يترتب عليه تغير قيمة تيار الجـانب المزود بـ TAP Changer دون حدوث تغير فى الجانب الآخر، وهذا إذا لم يؤخذ فى الاعتبار فإنه يمكن أن يسبب فصل خاطئ، و هذا يعالج في الأجهزة القديمة بضبط القيم مستخدمين CT ratio matching TAPs ، ويعالج أحيانا باختيار Slope مناسب لتجنب أكبر خطأ متوقع.



9. من أهم أسباب الفصل الخاطئ للمحولات مرور تيار الـ Inrush Current أو تيار الاندفاع ، والذي يظهر عند بداية تشغيل المحول ، وقد يصل من 5-7 أمثال التيار الطبيعي وقد يزداد هذا التيار بازدياد سعة المحول ولا يستغرق سوى ثانية أو أكثر قليلا ، إلا أن المشكلة الكبرى هو أن هذا التيار لا يمر سوى بPrimary winding الخاص بالمحولات وهو الجانب الموصل إلى المصدر ولا يمر بالSecondary winding لأن Secondary CB ما زال مفتوح أصلا .

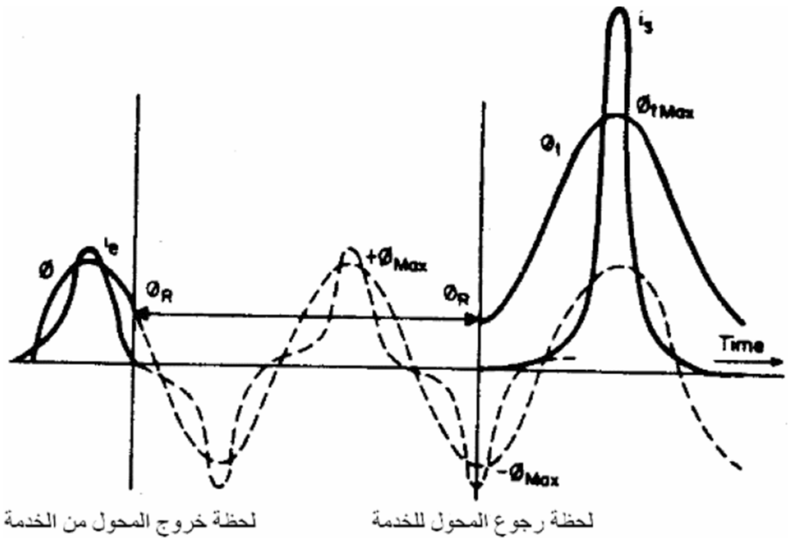


وبالتالي فإن أي جهاز وقاية تفاضلي سيرى أن هناك تيار داخل إلى المحول IP يختلف بقيمة كبيرة عن التيار الخارج IS وهذا سيسبب فصل خاطئ للريليه ، ويعتبر فصل خاطئ لأنه لم يفصل بسبب وجود عطل ما ، وإنما بسبب هذه الظاهرة الطبيعية الموجودة في كل المحولات .

ومن أشهر الطرق لحل هذه المشكلة طريقة استخدام التوافقية الثانية 2nd Harmonic في عمل Diff Block اذا تجاوزت نسبتها قيمة setting محددة من %15-20 . لذا يمنع تشغيل المحول مالم تتأكد من تفعيل هذه الخاصية داخل الحمايات التفاضلية .

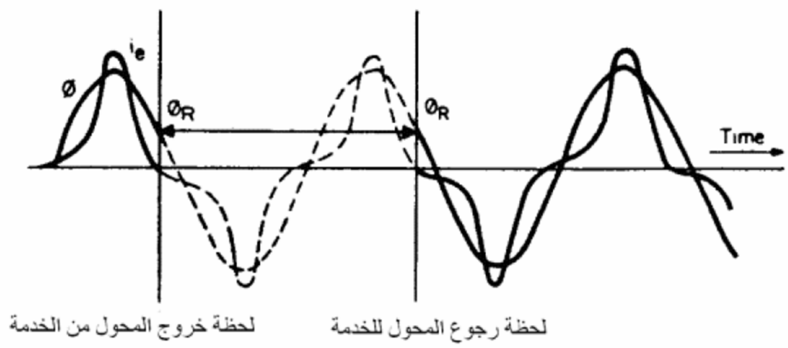
وسبب اختيار 2nd Harmonic هو أنه من تحليل إشارة Inrush Current وجد العلماء بأنها غنية الى حد كبير بهذا النوع من ال Harmonic, بينما قيمة 2nd Harmonic في الأعطال الحقيقة لا تتعدى %7.
وهذه الطريقة التي تستطيع فيها تمييز ارتفاع التيار الطبيعي عن ارتفاع التيار بسبب عطل حقيقي.

أما سبب ظهور ال Inrush Current بالأساس أنه عند فصل أي Power Transformer فإنه يتبقى داخل القلب الحديدي جزء من الفيض المغناطيسي والذي يسمى ب Residual Flux، فعند رجوع المحول للخدمة فإنه يستحيل التحكم في لحظة رجوعه لتكون هي نفسها اللحظة التي خرج عندها .

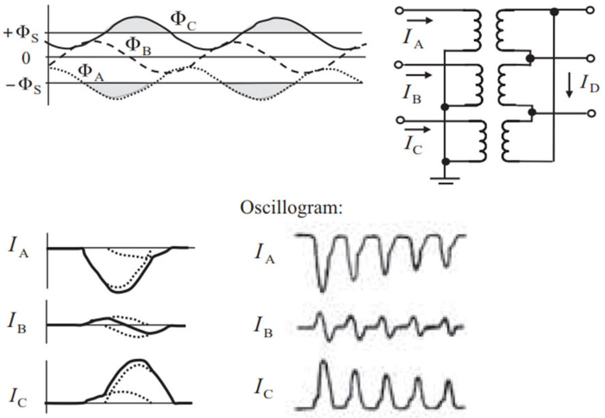


وبالتالي يحتاج الفيض المغناطيسي في بعض الأحيان أن يكون عاليا لتعويض القيمة الناشئة عن الفيض المتبقي , ولتعويض هذه القيمة يتم سحب Inrush Current عالية .

أما اذا تصادفت لحظة الدخول مع لحظة الفصل فالمحول هنا لا يحتاج لأي فيض إضافي فيسحب Magnetization current عادي دون أي زيادة .



ال Inrush Current يعتمد على قيمتين متغيرتين وعشوائيتين : الأولى قيمة الفيض المتبقي والثانية لحظة دخول المحول إلى الخدمة , لذا يختلف قيمة التيار على الأوجه الثلاث كما هو ظاهر في الشكل بسبب اختلاف هذه القيم المتغيرة لكل فاز على حدى.



ملاحظة مهمة :

وبما أن الشيء بالشيء يذكر فإن عدم تماثل التيارات الثلاث عند لحظة التشغيل قد يسبب تشغيل خاطئ لUnbalance current protection ، وحتى لو لم ترتفع قيمة التيارات الثلاث فنضطر حينها لرفع زمن عملها لحظة التشغيل وتحدث هذه خاصة في حماية المكثفات.

10. ومن الأسباب أيضا حدوث الـ Sympathetic inrush والذي يعني التيار المتعاطف فعند توصيل محولين متماثلين على التوازي ومن ثم خروج أحد المحولين من الخدمة , فعند ارجاعه للخدمة مرة أخرى فمن الطبيعي ان يسحب Inrush Current وهذا شيء غير مستبعد ولكن الغريب في الأمر أن المحول الأول والذي كان أصلا في الخدمة سوف يمر به أيضا Inrush Current ولكن بقيمة أقل طبعا من الداخل حديثا .

ولكن المشكلة الأكبر أن كلا التيارين يظلان موجودان لمدة أطول من تلك التي يقضيها Inrush Current في المحولات الموصلة منفردة وليست على التوزاي.

وطول المدة في حالة المحولات على التوازي سببها أن الTime Constant لهما أطول من ذلك الخاص بالمحول الواحد ، حسب المعادلة التالية :

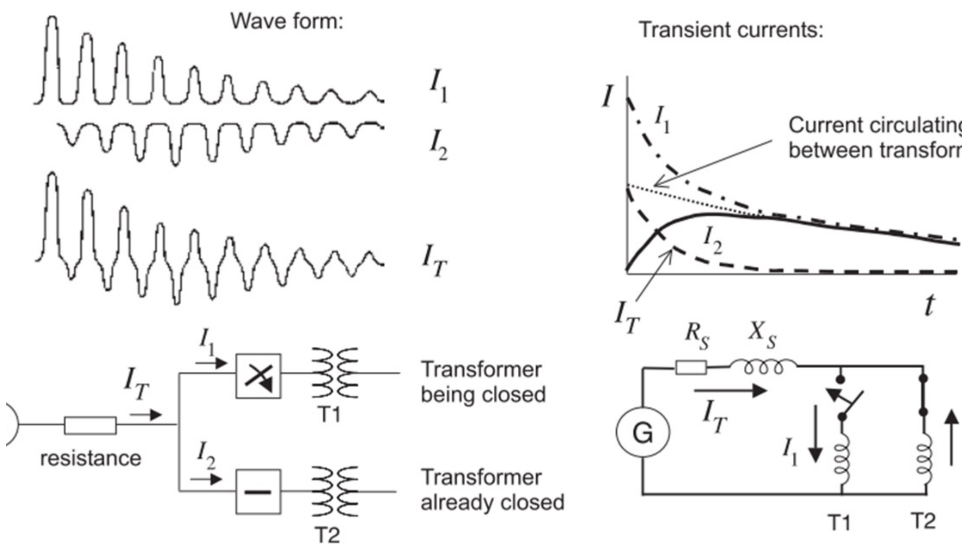
$$i = \frac{E_m}{\omega L} e^{\left(-\frac{R}{L}\right)t} + \frac{E_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \sin(\omega t + \theta + \phi)$$

حيث يعرف الجزء الأول من هذه المعادلة بDC component وهو يختفي بعد مدة وجيزة تتوقف على قيمة (L/R) والتي تسمى بTime constant ويرمز لها برمز تاو .

وكما هو واضح من المعادلة فإن قيمة الExponential component تصل الى الصفر عندما تكون t كبيرة ، لاحظ أنه كلما كانت L صغيرة كلما صغرت قيمة تاو و كلما كبرت المدة الزمنية التي يبقى فيها هذا التيار بقيمة كبيرة ، وهذا ما حدث عند وضع المحولين على التوازي فإن L المكافئة لهما سوف تكون أقل من أقل قيمة L الخاصة بكل واحد على حدى .

وسبب هذا Sympathetic inrush هو أن Inrush Current للمحول الداخل للخدمة يرى امامه مسارين متوازين فيتوزع بالنسبة العكسية للمقاومات فيظهر تيار إضافي مع المحول الموجود أصلا في الخدمة .

وهناك تفسير آخر لظهوره هو أن DC component الموجود في Inrush Current الخاص بالمحول الذي سوف يدخل الخدمة سوف يؤدي الى زيادة الVoltage Drop ، مما يجعل المحول الموجود في الخدمة في وضع يسمح بمرور تيار منه الى المصدر ، لذا تكون إشارة تياره سالبة كما هي في I2 .

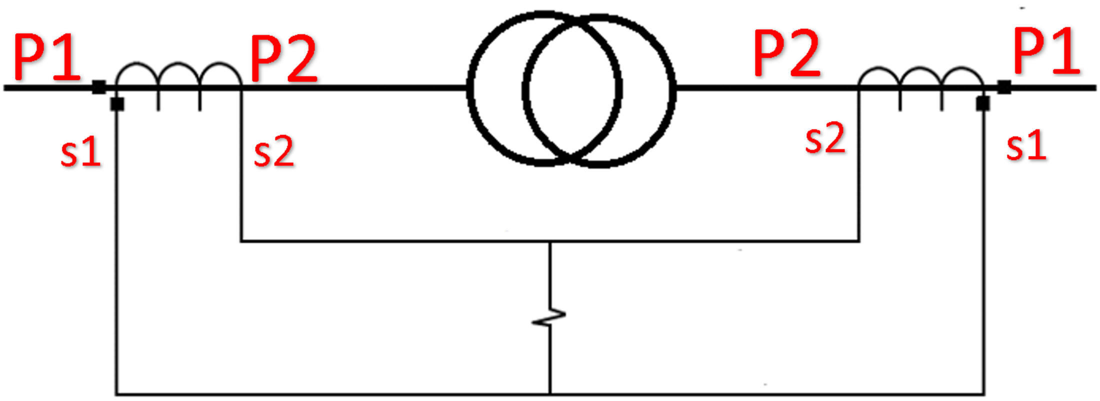


ويتم تجنب حدوث هذه الفصل الخاطئ من خلال استخدام حماية منفصلة لكل محول على حده.

أما بالنسبة لسبب تسميته ب Sympathetic inrush والتي تعني التيار المتعاطف بهذا الاسم ، هو أن المحول الموجود أصلا بالخدمة قد ساءه أن يمر Inrush Current بالمحول الجديد لوحده فسحب هو أيضا تيار متعاطفا معه .

11. ويمكن اعتبار اختلاف الـ Polarity لمحولات التيار أحد أهم الأسباب أيضا للفصل الخاطئ لا سيما بعد انتهاء أعمال الصيانة . والفصل الخاطئ هنا ليس ظاهرة طبيعية بالطبع وانما هي أخطاء بشرية بسبب مشاكل التوصيلات.

ولضمان صحة التوصيل تذكر دائما قاعدة توصيل الـ Polarity الخاصة بالـ CT وهى نقطة دخول التيار إلى الابتدائي هي نقطة خروج التيار فى الثانوي.



عمليا تحل معظم هذه المشاكل السابق ذكرها بإحدى طريقتين :

- إما باستخدام Biased Differential relay
- أو استخدام High Impedance Differential relay

فما هي هذه التعديلات التي تم اجراؤها على الحماية التفاضلية وكيف قامت بتجاوز أغلب هذه المشاكل ؟

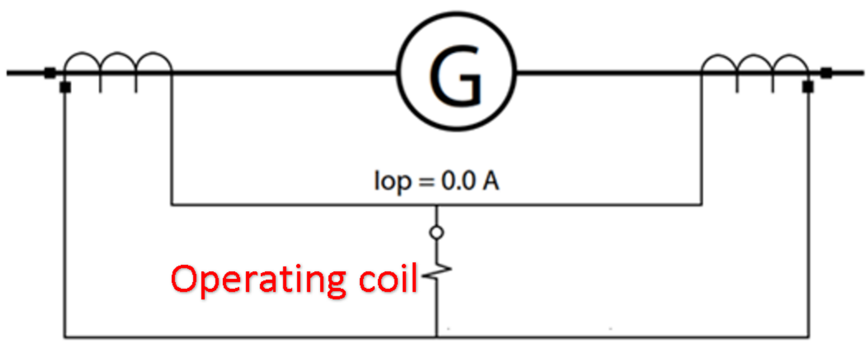
لمعرفة ذلك تابعوا معنا المواضيع القادمة ...

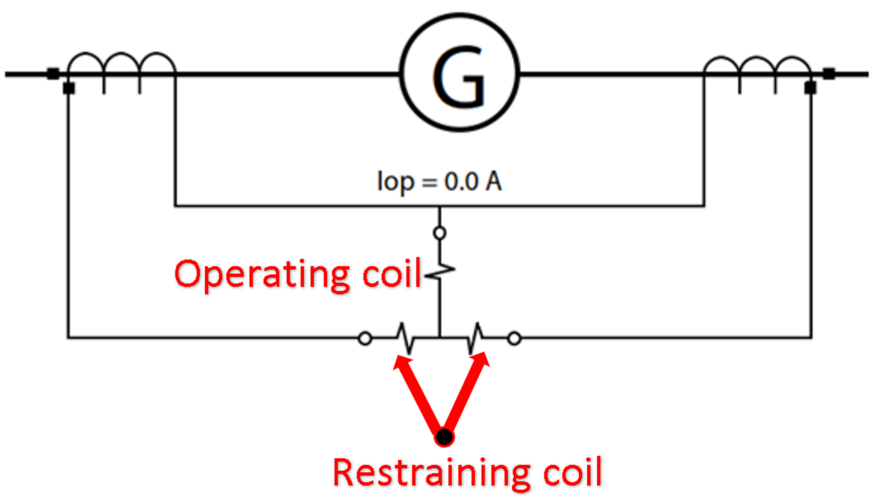
Biased Differential Protection

الBiased Differential relay و في المراجع الأمريكية تسمى ب Percentage Differential relay ويطلق عليها اسم Low Impedance Differential relay ، وهي ريليهات تم من خلالها عمل عدة تعديلات على فكرة الDiff المبسطة التي تم شرحها سابقا ، حيث ظهر لدينا فكرة إبداعية باستخدام ما يسمى بالRestraining coil .

فماذا أضاف هذا التعديل ؟ وكيف قام بحل المشاكل العملية بوجود فرق في التيارت الداخلة والخارجية في الظروف الطبيعية ؟

في البداية كان يتم استخدام ال Operating coil فقط داخل الRelay وهو الملف الرأسي الظاهر في الصورة ، أما الان فقد تم إضافة coil جديد اسمه Restraining coil والتي تعني **ملف الكبح** -وهو لتقييد أو مقاومة الاشتغال الخاطئ للDiff relay- و يسمى أيضا في مراجع أخرى باسم Biased coil .





الآن ال Differential relay يمر فيه عدة تيارات مختلفة : الأول وهو ال Differential Current ويساوي(Iop = I1 – I2) , وقلنا أنه يسمى أيضا تيـار التشـغيل Operating Current ويمر في ملف التشغيل Operating Coil .

لكن الجديد الآن أن العزم الناتج عن هذا التيار سيجد عزما مقاوما له يسمى Restrain-ing Torque ناشئا من تيارين إخرين كلا منهما يساوي مجموع التيارات الداخلة زائد مجموع التيارات الخارجة على 2

IRest=Ibias =(I1+I2)/2 ويسمى هذا التيار بRestrain current أو يسمى أيضا ب Biased current .

مع التنبيه أنه كلما زاد قيمة التيار زاد العزم معه بشكل طردي، وعليه فإنRestraining Torque سوف يتناسب طرديا مع قيمة Restrain current ، و Operating Torque سوف يتناسب طرديا مع قيمة Operating Current .

فإذا تغلب عزم التشغيل Operating Torque على عزم المقاومة Restraining Torque فسيقوم الDiff relay بإصدار قرار الTrip ، أما إذا تغلب عزم المقاومة على عزم التشغيل فلن يصدر هذا الريليه أي قرار .

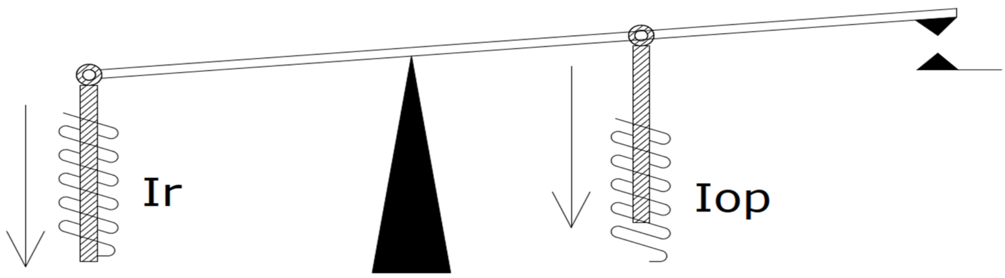
ومن الجدير بالذكر أن كلمة "عزم" هنا مأخوذة من عزم الدوران للقرص أو الdisc داخل الelectromechanical relays القديمة ، الا ان مصطلح العزم ما يزال يستخدم حتى في الريليهات الحديثة بمعناه المعنوي وليس الفيزيائي الميكانيكي.

وعادة ما يكون عدد لفات Restraining coil **أقل من** عدد لفات Operating Coil.

لاحظ أن الموضوع يدخل في المنافسة وأيهما أقوى من الآخر , فال Operating Torque يدفع الريليه لإصدار Trip Signal او اغلاق هذا ال Output contact بينما Restraining Torque يقاوم هذا التشغيل ويمنع إغلاق ال Output contact.

لهذا نسميه Restraining coil والتي تعني **ملف الكبح** وهو لتقييد أو مقاومة الاشتغال الخاطئ لل Diff relay أو نسميه Biased coil والتي تعني الملف الانحيازي ، وكلمة انحياز تعني "وجه في اتجاه معين" واللي هو انحيازه تجاه عدم تشغيل الريليه .

ونستفيد من هذا التنافس بين Operating Torque و Restraining Torque أنه في حال حدوث فرق بسيط أو طبيعي بين تياري الدخول والخروج , فلن يتسبب ذلك في أي مشكلة تشغيل خاطئ , وكذلك الحال لو نشأ هذا الفرق بسبب عدم تماثل محولي التيار وبالمثال يتضح المقال .



فمثلا لو فرضنا أن I in =5A وأن I out =4.5 A، فما قيمتي عزم التشغيل وعزم المقاومة.

عزم التشغيل يتناسب مع تيار يساوي:

$I\ op = (5 - 4.5) = 0.5A$

كما أن عزم المقاومة سيتناسب مع تيار يساوي:

$I\ Res = (5+4.5)/2 = 4.7A$

وبالتالي فرغم وجود فرق يصل إلى 0.5 أمبير بين تياري الدخول والخروج إلا أن الجهاز ظل ثابتا لا يعمل لأن Restrain current أكبر من Operating current ، وهذا هو المطلوب منه فعلا في مثل هذه الحالات.



أما إذا كان العطل في داخل العنصر المراد حمايته فينشأ فرق كبير بين تياري الدخول والخروج فمثلا قد يصبح: I in = 20 A   I out = 1 A



فعندها يصبح عزم التشغيل يتناسب مع تيار يساوي

I op=20 – 1 = 19 A

بينما عزم المقاومة يتناسب مع تيار يساوي

I Res =(20+1)/2 =10.5A

وبما أن Operating current أكبر من Restrain current فسوف تصدر Trip signal لفصل الProtected element كما هو مطلوب منها فعليا .

ولكن هنا يتبادر الى ذهن المهندس السؤال التالي : هل كل زيادة ل Operating current عن Restrain current ، و لو كانت بسيطة هي عبارة عن عطل يجب أن يصدر ال Differential protection عليها Trip signal؟ بالطبع لا .

حيث لا بد أن يتجاوز ال Operating currentنسبة مئوية معينة من Restrain current لكي نسمح لل Differential protectionبإصدار قرار الTrip .

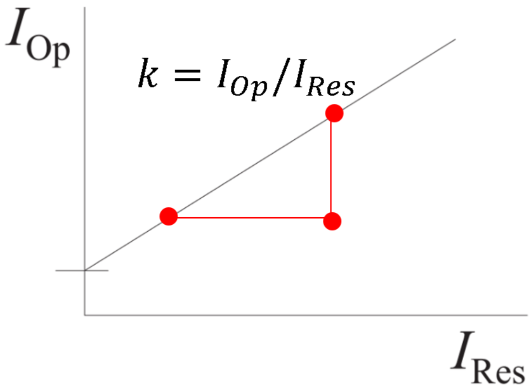
لهذا السبب سميت هذه الحماية أيضا باسم Percentage Differential relay

هذه النسبة المئوية هي التي تسمى ب k أو الSlope .

$$|I_{Op}| > k|I_{Res}|$$

وهذا ال (Slope) والذي يمثل العلاقة بين Operating current و Restrain current يمثل بصورة غير مباشرة نسبة الأخطاء التي تسبب عدم التماثل بين تياري الدخول والخروج .

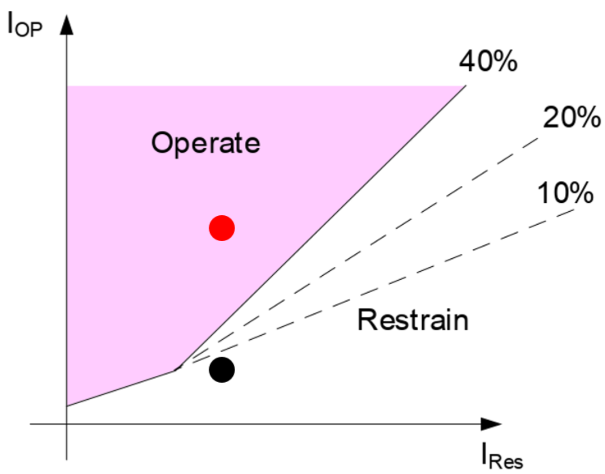
ومفهوم ال (Slope) يأت من ΔY/ΔX , حيث ΔY تمثل ال Operating current , بينما تمثل ΔX ال Restrain current وبالتالي فإن k تساوي Iop على IRes .



فمثلا إذا كان قيمة الSlope تساوي 10% , فهذا يعني أن Operating current يجب أن تتجاوز 10% من قيمة Restrain current حتى تصدر الTrip Signal

| I_Op |>10%|I_Res|

وهذا الSlope يمكن أن يكون 10% أو 20% أو 40% فإذا كان موقع ال Operating current في المنطقة الزهرية عند النقطة الحمراء أعلى المنحنى فهذا يعني أن الريليه **يجب أن يصدر** إشارة فصل ، أما إذا كان التيار في موقع أسفل المنحنى عند النقطة السوداء فهذا يعني أن الريليه **يجب أن لا يصدر** أي شارة فصل .

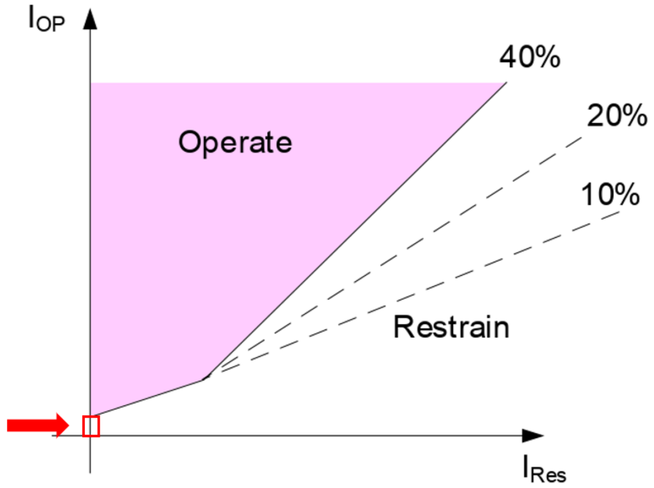


وبالتالي أصبح واضحا أنه كلما انخفض قيمة الميل كان الجهاز أكثر حساسية للتشغيل , بمعنى أن ال Differential relay يحتاج إلى فرق تيار اقل ليصدر ال Trip Signal.

ومن وجة نظر أخرى ممكن أن نقول أنه كلما انخفضت قيمة الSlope كلما كانت الأخطاء المتوقعة صغيرة وهي التي تؤخذ عادة في الاعتبار مثل عدم تماثل CT's مثلا.

لاحظ معي في هذا ال Differential Curve بأن هناك ارتفاع صغير عن الصفر بالنسبة Operating current عند بداية التشغيل ، وهو ضروري كمساحة أمان من التشغيل الخاطئ لذلك سميت Biased Differential، كما أنها تؤمن التغلب على الاحتكاك في الأجهزة التقليدية كال Electrotechnical relays .

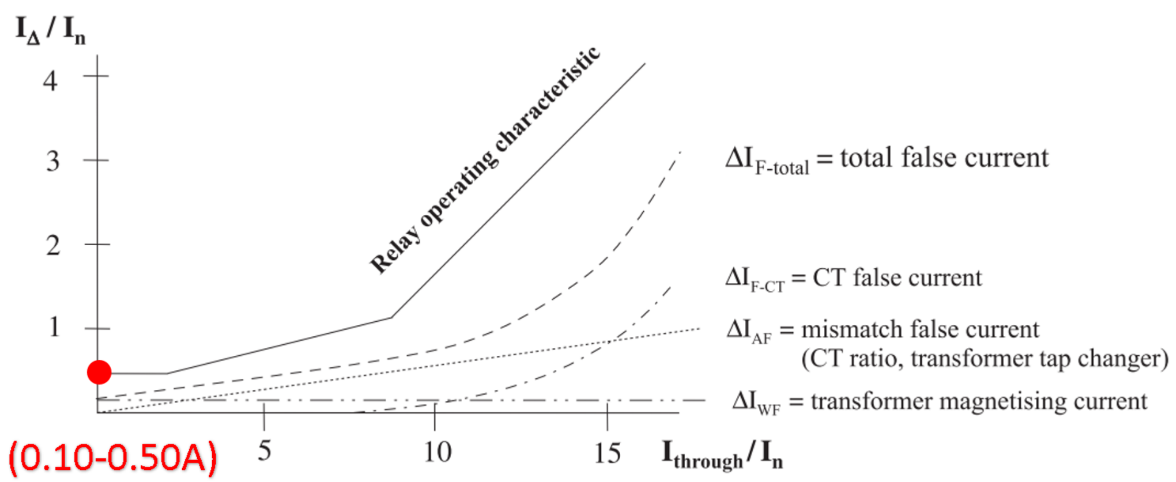
عادة يتم ضبط Differential current setting للعمل على قيم صغيرة جدا يكون ال Setting range لها يبدأ من (0.10-0.50) وهي التي تسمى ب Minimum Diff Pickup current .



هذه الرسمة تظهر لي قيم فرق التيارات الخاطئ الذي ظهر **أثناء مرور تيار الحمل الطبيعي** أو **أثناء حدوث أي external faults** ، ولاحظ كيف تم اختيار Minimum Diff Pickup current بحيث يكون اعلى من مجموع هذه التيارات لتجنب أي تشغيل خاطئ متوقع، بمعنى أننا قمنا برفع المنحنى نحو الأعلى قليلا.
فهذا منحنى التيار الذي يمثل الخطأ في transformer magnetizing current
وهذا منحنى التيار الذي يمثل الخطأ الناتج من CT Ratio وtransformer tap changer .

أما هذا المنحنى فيمثل الخطأ الناتج من قراءة الCT نفسه , ومجموع هذه الأخطاء والتي تظهر خلال الload الطبيعي أو External fault يتم تمثيلها ب **Total False Current** وقد تسمى مجموع هذه التيارات في مراجع أخرى ب **Through Load Current** في الظروف الطبيعية أو **Through Fault Current** في حالة ال External faults
حيث يجب أن يكون الDifferential curve أو Relay operating curve أعلى من منحنى total false current ولا يتقاطع معه .

وقلنا من قبل أن هذه النقطة تسمى ب Minimum Differential Pickup current للتأكد أن الريليه سوف يقوم بإصدار إشارة Trip عند حدوث اعطال حقيقة وفي نفس الوقت أن يقوم الريليه بتجاهل أي normal mismatch لقيم التيارات الصغيرة .

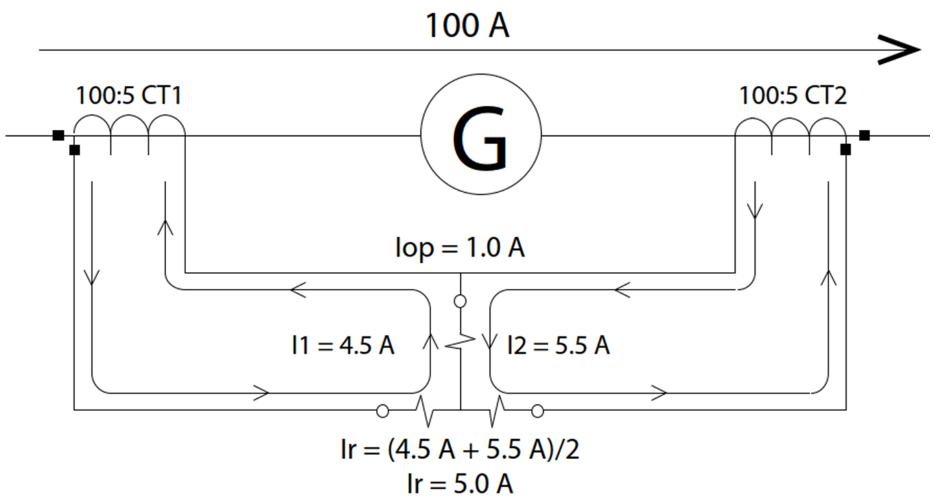


دعونا نعود إلى المثال الذي ذكرناه في الحلقة الماضية , لنتأكد هل تم حل مشكلته أم لا ؟ في هذه الحالة نريد أن نفترض أن slope setting تساوي 25% .

ففي الوضع الطبيعي وعند مرور normal current قيمته 100 امبير فإنه ومع نسبة الخطأ ±10% فإنه سوف يمر تيار قيمته 4.5A في CT1 Secondary و 5.5A في CT2 secondary .

وبالتالي فإن محصلتهم الاتجاهية في operating coil سوف يساوي 1 امبير وهذه هي قيمة ال Differential current ، أما ال restraint current فيكون

IRes =(4.5+5.5)/2= 5.0A



ونحذر هنا أشد التحذير من القيام بعمل جمع اتجاهي عند حساب قيمة ال restraint current ، حيث سواء كان التيار للأعلى أو للأسفل لليمين لليسار , فإن قيمته دائما موجبة فال restraint current هو القيمة المطلقة لـI1 زائد القيمة المطلقة لـI2 على 2 .

$$I_{bias} = \frac{|I_1| + |I_2|}{2}$$

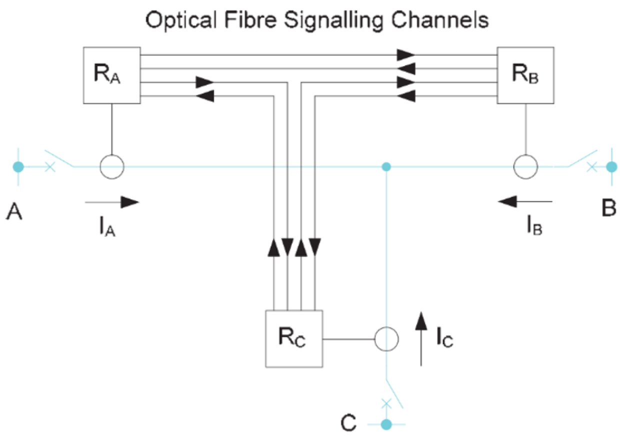
بينما Differential current هو القيمة المطلقة للمحصلة الاتجاهية بينهما .

$$I_{diff} = |I_1 + I_2|$$

وحتى لو تم كتابه معادلة ال Differential current بهذا الشكل فالنتيجة هي نفسها بالتأكيد ، ويجب أن لا يحدث لبس أمام المهندسين ، حيث يمكن استبدال السالب في المعادلة من خلال قيمة الزاوية ، فال1- هي نفس 1L180+ ولا تختلف عنها .

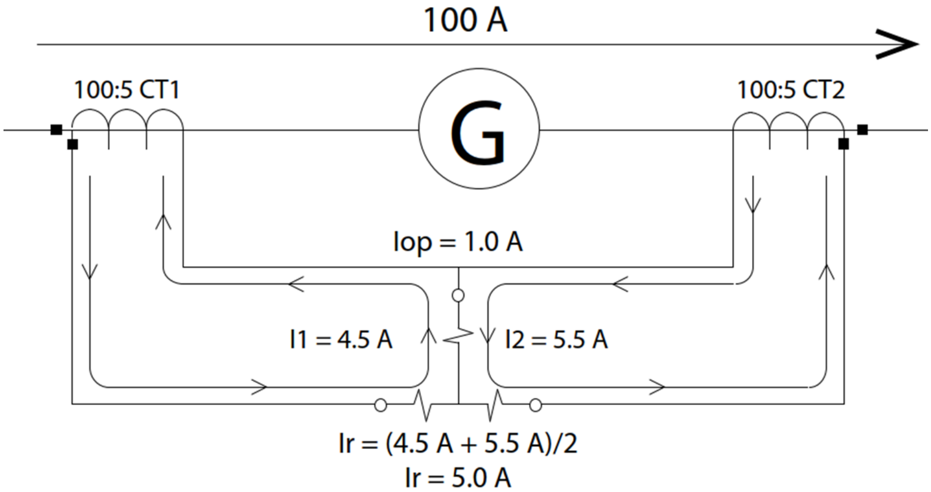
$$I_{diff} = \bar{I}_1 - \bar{I}_2$$

أما إذا كان لدينا 3 sources لحظة العطل في teed feeders protection فإن Differential current هو القيمة المطلقة للمجموع الاتجاهي للثلاث تيارات معا , بينما bias current هو القيمة المطلقة للتيار الأول زائد القيمة المطلقة للتيار الثاني زائد القيمة المطلقة للتيار الثالث مجموعهم كلهم على 2 .



$$|I_{diff}| = |I_A + I_B + I_C|$$

$$|I_{bias}| = \frac{1}{2}\left(|I_A| + |I_B| + |I_C|\right)$$



الآن دعونا نعود إلى المثال مرة أخرى قلنا أن قيمة Differential current تساوي 1 امبير بينما قيمة ال Restraint current يساوي 5 امبير و نسبة Differential current من Restraint current هو 1 من 5 أي 0.2 ونضربها ب100% لنحصل على قيمة الslope المقاس وهو 20% بينما ال slope setting تساوي 25% وبما أنه 20% أقل من 25% فلن يكون هناك أي trip .

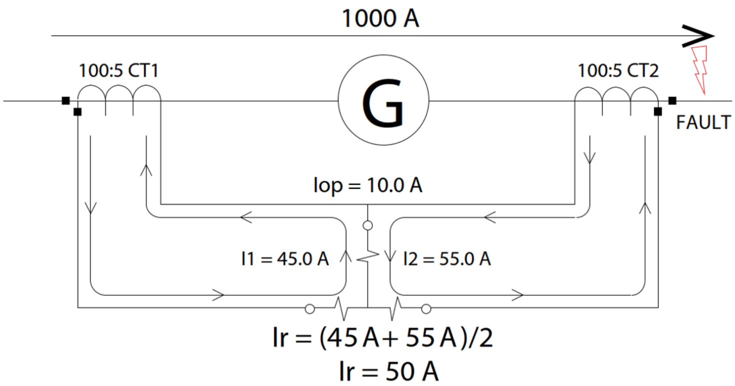
$$\left(\frac{1A}{5A} = 0.2, 0.2 \times 100 = 20\% \right)$$

$$slope = 100 \times Iop / Ir$$
$$slope = 100 \times 1.0 / 5.0$$
$$slope = 20\% < \text{Slope setting } 25\%$$

NO TRIP

وبنفس الفكرة تماما لو كان لدي External fault قيمته 1000 امبير فإن قيمة Differential current تساوي 10 امبير كما ذكرنا من قبل أي 45-55 وقيمة ال restraint current هو 50 امبير والناتج من جمعهم تقسيم 2 .

فنسبة Differential current من Restraint current هو 10 من 50 أي 0.2 ونضربها ب100% لنحصل على قيمة الslope المقاس هو 20% بينما ال slope setting تساوي 25% وبما أنه 20% أقل من 25% فلن يكون هناك أي trip .



$$\left(\frac{10A}{50A} = 0.2, 0.2 \times 100 = 20\%\right)$$

slope = 100 x Iop / Ir

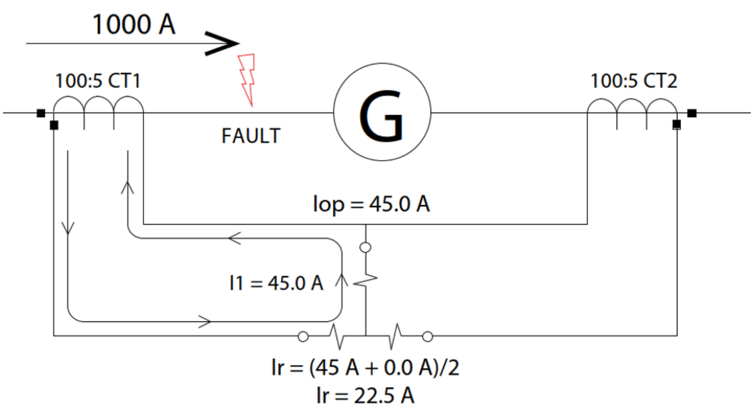
slope = 100 x 10/ 50

slope = 20% < Slope setting 25%

NO TRIP

أما في حال حدث Internal fault قيمته 1000 امبير ويتم تغذيته من one source فقط ، فإن قيمة CT1 secondary current هو 45 امبير ، وبسبب عدم وجود تغذية من الطرف الثاني فإن Differential current يبقى بنفس القيمة ، بينما Restraint current هو بقسمته على 2 ويساوي 22.5 امبير .

فنسبة Differential current من Restraint current هو 45 من 22.5 أي 2 ونضربها ب100% لنحصل على قيمة الslope المقاس ويساوي 200% بينما ال slope setting تساوي 25% وبما أنه 200% أعلى من 25% فسوف يصدر الريليه إشارة الفصل إلى الCB بالتأكيد .



slope = 100 x Iop / Ir

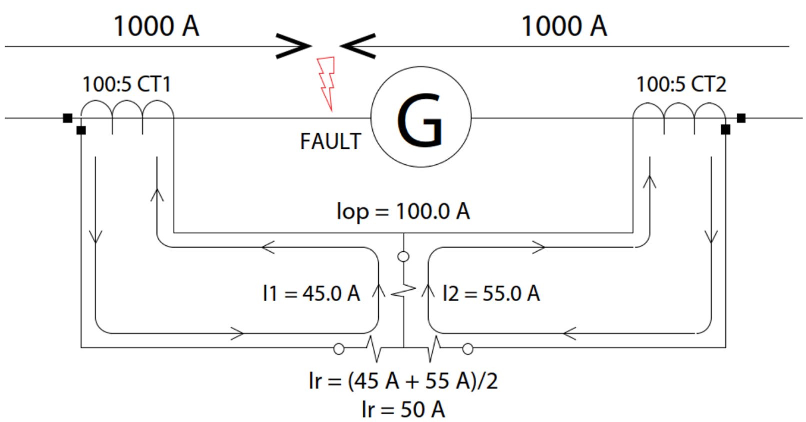
slope = 100 x 45.0 / 22.5

slope = 200% > Slope setting 25%

TRIP

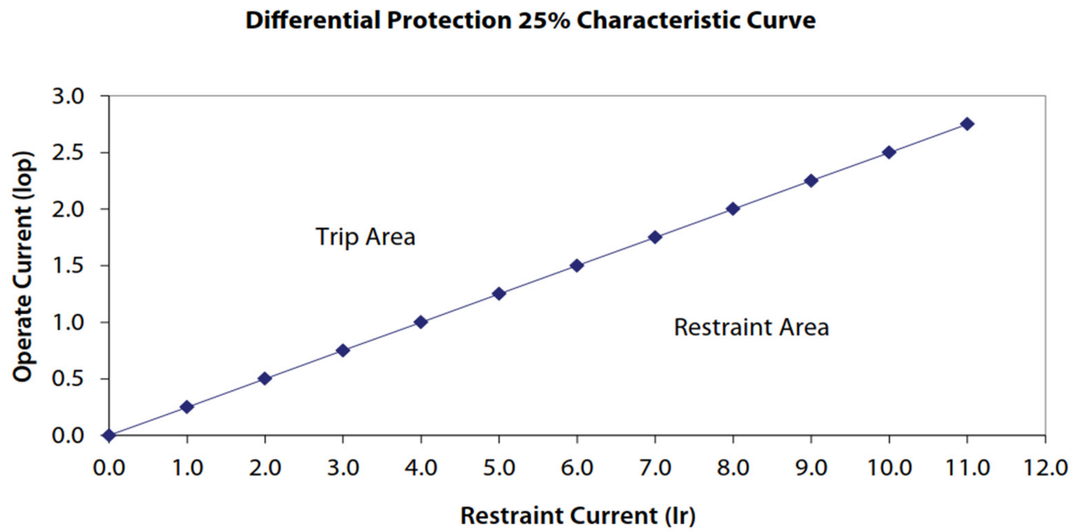
بينما لو حدث عطل وتم تغذيته من جهتين أي كان لدي two sources فإن قيمة CT1 secondary current هو 45 امبير و قيمة CT2 secondary current هو 55 امبير ولكن في هذه الحالة فإن كلا التيارين يكونون بنفس الاتجاه من أسفل إلى أعلى .

وبالتالي فإن المحصلة الاتجاهية بينهم أو Differential current هو مجموعهم ويساوي 100 امبير , بينما Restraint current هو بقسمتهم على 2 ويساوي 50 امبير
فنسبة Differential current من Restraint current هو 100 من 50 أي 2 ونضربها ب100% لنحصل على قيمة الslope المقاس ويساوي 200% بينما ال slope setting تساوي 25% وبما أنه 200% أعلى من 25% فسوف يصدر الريليه إشارة الفصل الى الCB بالتأكيد .



slope = 100 x Iop / Ir
slope = 100 x 100 / 50
slope = 200% > Slope setting 25%
TRIP

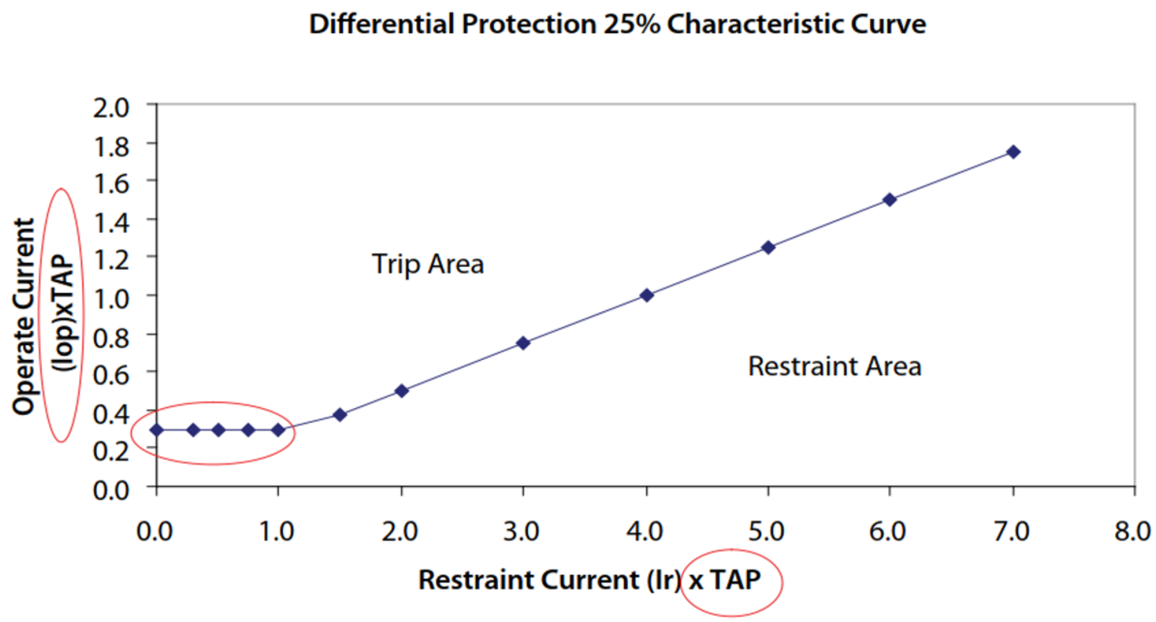
ولو قمنا برسم هذا الslope والذي يبين العلاقة بين Differential current و Restraint current فإنه سوف يظهر لنا بهذا الشكل .
حيث سوف يصدر الريليه Trip signal إذا كانت النسبة بين Differential current و Restraint current مرسومة **فوق الخط** وهذه المنطقة تسمى بTrip Area
ولن يصدر الريليه أي Trip signal إذا كانت النسبة بين Differential current و Restraint current مرسومة **تحت الخط** وهذه المنطقة تسمى ب Restraint Area .



ومما سبق فإننا نستنتج أن internal fault سوف تقوم برفع قيمة كلا من Differential current و Restraint current في نفس اللحظة .

وبالتالي فإننا نتخيل أن نقطة IDIFF/IRT سوف تتحرك لحظة العطل من Restraint Area إلى Trip Area .

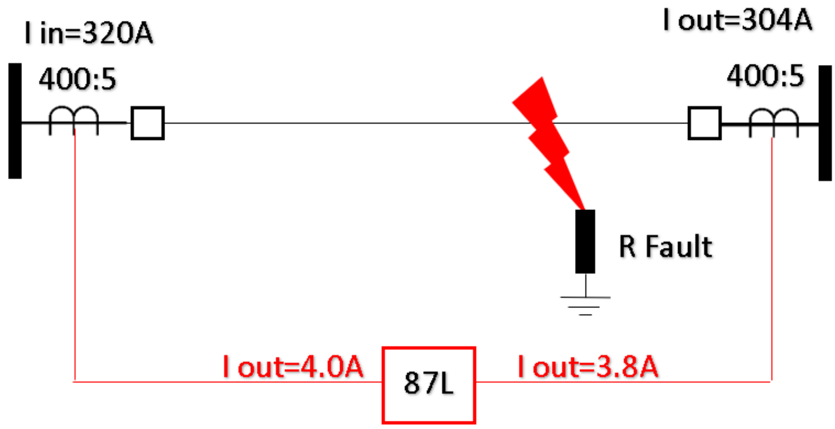
وبالطبع لن ننسى أن نقوم برفع المنحنى قليلا لتجنب أي تشغيل خاطئ يسببه ال induced current أو excitation current والتي تظهر في حال normal conditions والذي يظهر خاصة في المحولات الغير متصلة بأحمال ، لذا نقوم برفع المنحنى بمقدار أكبر من محصلة جميع الFalse current كما هو ظاهر في الصورة .



ولاحظ هنا أن قيم ال Differential current و Restraint current يمكن التعبير عنها بوحدة الأمبير بشكل مباشر في Simple diff application أو يمكن التعبير عنها بنسبة مئوية أو عدد مرات قيمة الTap setting ، فنقول هنا (Tap setting*0.3) وسوف نتحدث عنها بالتفصيل لاحقا .

ولاحظ معي أيضا بأن قيمة 0.3 لل Differential currentبقيت ثابتة على الرغم من ارتفاع قيمة Restraint current من 0 إلى 1 وكأنها Flat line او خط مستقيم بينهما .
وهذا الخط المستقيم غير موجود في جميع الRelays فمنها يكون هذا الخط موجود ومنها ما يكون الخط مرتفع للاعلى مباشرة بعد 0.3 .

الآن دعونا نفترض أنه حدث عطل من خلال مقاومة عالية داخل منطقة الحماية بحيث أن الفرق بين التيارين الداخل والخارج لم يكن كبيرا ، حيث كان التيار الداخل يساوي 320 ، بينما التيار الخارج وصل إلى 304A .
إذا كان CTR على طرفي الProtected element يساوي 400:5 وكان الSlope المستخدم في Differential relay هو 10% , فهل سيشعر الريليه بهذا العطل أم لا ؟



في البداية دعونا نحول قيم التيارات الداخلة والخارجة إلى CT secondary side فنقول أنه إذا كان كل 400 امبير سوف يعطيني 5 امبير , فال320 امبير كم سوف يعطيني تيار ؟ طبعا بالضرب التبادلي البسيط , نقول 320 امبير ضرب 5 على 400 ويساوي 4 امبير.

400A ⟶ 5 A

320A ⟶ I1

$$I_1 = \frac{320 \times 5}{400} = 4A$$

وكذلك الحال نقول أن 304 امبير ضرب 5 على 400 سوف يعطيني 3.8 امبير .

$$I_2 = \frac{304 \times 5}{400} = 3.8A$$

الآن دعونا نقوم بحساب قيمة ال Differential current و Biased current

أما ال Differential current أو Operating current فتكون التيار الداخل ناقص التيار الخارج فنقول 4 امبير ناقص 3.8 امبير ويساوي 0.2 امبير .

$$I_{op} = I_1 - I_2 = 4.0 - 3.8 = 0.2A$$

ويمكننا أيضا أن نقول أن ال Differential currentهي 4 امبير في زاوية صفر زائد 3.8 امبير في زاوية 180 درجة , وكلاهما لهما نفس النتيجة طبعا .

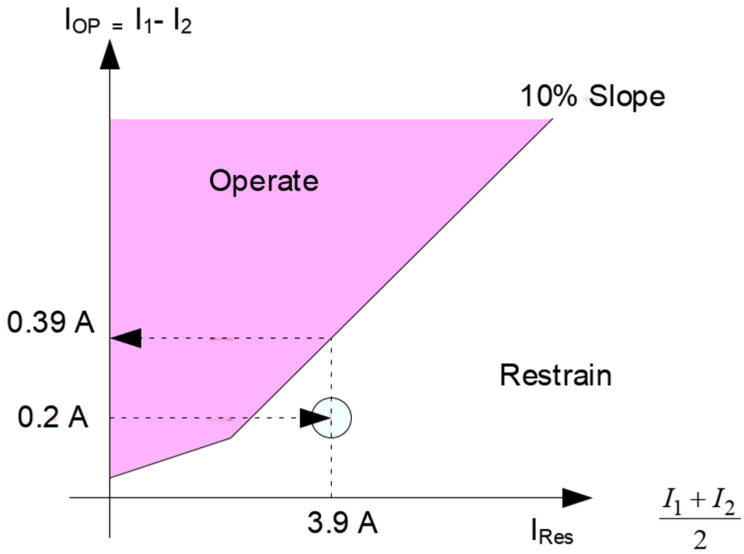
$$I_{op} = I_1 + I_2 = 4.0\ L0^\circ + 3.8\ L180^\circ = 0.2A$$

أهم شيء لدي أن تكون قيمة Differential current بالموجب وليس السالب لأننا قلنا أنه فرق وليس طرح , يعني هي القيمة المطلقة لهما .

أما Biased current أو Restraining current فتكون التيار الداخل زائد التيار الخارج على 2 , 4 امبير زائد 3.8 امبير ويساوي 7.8 امبير على 2 ويساوي 3.9 امبير .

$$I_{rest} = \frac{I_1 + I_2}{2} = \frac{4.0 + 3.8}{2} = 3.9A$$

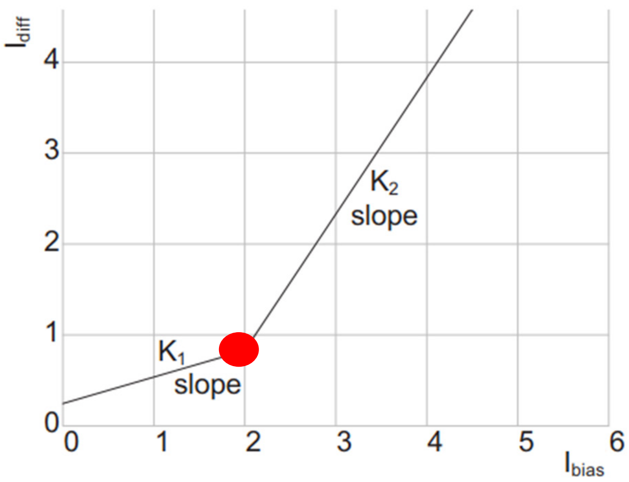
إذن قيمة Differential current يساوي 0.2 امبير , وقيمة Biased current يساوي 3.9 امبير , وعندما نمثل هذه النقطتين على Differential curve نجد أنها أسفل الخط المائل.



فإذا كانت النقطة في هذه المنطقة والتي تسمى بRestrain Area فإن هذا يعني أن الجهاز لن يشعر بوجود العطل , وهذه مشكلة طبعا يجب حلها .

حيث يجب أن تقع النقطة في هذه المنطقة والتي تسمى Operating Area , أو Tripping Area حتى يصدر ال Differential Relay قرار الTrip إلى الCB .
بمعنى أن قيمة ال Differential current يجب أن يتجاوز ال10% من قيمة Biased current وهي3.9 امبير , أي يجب أن تتجاوز ال Differential current قيمة 0.39 امبير حتى تصدر الTrip signal.

عند حدوث high-level external faults فإن هناك احتمال ان يدخل الCT في مرحلة ال saturation، وهذه مشكلة ممكن ان تسبب تشغيل خاطئ للريليه لأن الريليه قد يرى تيار من أحد الCT's ولا يراها من الطرف الاخر عند Saturated CT.



وبالتالي فإننا نضطر إلى تعديل المنحنى بإضافة Slope2 او K2 Slope بنسبة أعلى من Slope1 حتى نضمن بهذه الخطوة أن نقلل حساسيته وهكذا نضمن استقراره خلال الأعطال الخارجية.

فمصطلح ال stabilityمرتبط بشكل وثيق بال unit protection والتي تقوم بحماية وحدة واحد فقط دون غيرها ، وعليه فإن هذه الحماية يجب أن لا تتأثر بالأعطال الخارجية لأنها وظيفة back-up protection وأن لا تتأثر through-load current.

وبهذا التعديل نكون قد رفعنا المنحنى Slope2 ليكون أعلى في حال ارتفاع قيمة restraint current بشكل كبير مقارنة ب Differential current وهي حالة حدوث تشبع لمحول التيار لحظة ال external faults .

أما بالنسبة لهذه النقطة الحمراء والتي تمثل مرحلة الانتقال من slope1 الى slope2 فإنها تسمى breakpoint او knee point وتختلف من مصنع إلى أخر , حيث يمكن أن تكون معرفة مسبقا في أحد الريليهات أو يمكنك وضع setting لها وتختلف أيضا تسميتها من ريليه إلى آخر .

والخلاصة هنا أنه في حال الlow currents فإن restraint current سوف يكون صغيرا وعليه سوف يكون الريليه يعمل بشكل أكثر حساسية وعند slope منخفض ، بينما في حال higher currents والتي قد تنشأ من external faults فإن restraint current سوف يكون كبيرا وعليه سوف يكون الريليه يعمل بشكل أقل حساسية وعند slope مرتفع.

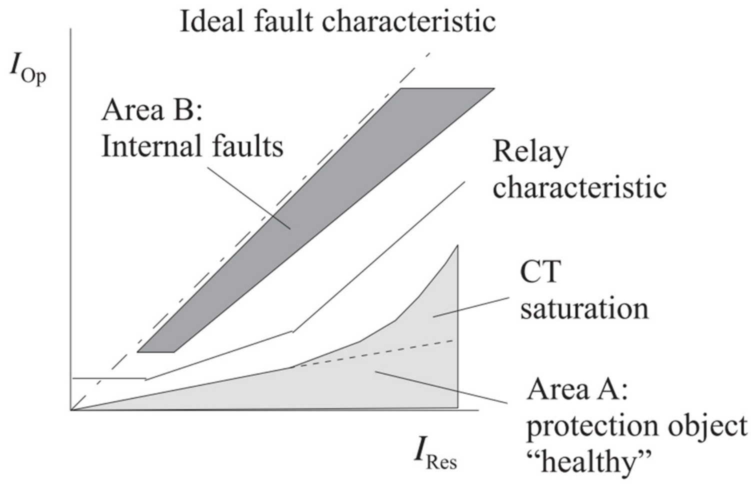
وبهذه الطريقة يكون الريليه أقل عرضة لأي تشغيل خاطئ أو mal-operation له ، و بنفس الوقت يبقى حساس عند مستويات التيار المنخفضة.

ومكن أن يسأل أحدهم ماذا لو حدث عطل داخلي رفع قيمة ال restraint current بشكل كبير , فإن ارتفاع قيمة ال restraint current يقلل حساسيته ويرفع من قيمة ال Differential current؟

وهنا نقول أنه في حالة العطل الداخلي فإن قيمة الDifferential current تكون عالية جدا ، ولا يهم أمامها مهما كانت حساسية الريليه منخفضة فإنه سوف تشغله لا محالة .

بالإضافة أنه يجب أن تحسب قيمة العطل المتوقعة وتسقطها على المنحنى للتأكد من عدم حدوث لبس عدم تمييز لدى الريليه بين تيار العطل وغير العطل.

الآن لاحظ معي في هذه الرسمة كيف تم رفع منحنى Slope2 للDiff curve بحيث يكون أعلى من منطقة CT saturation لنتجنب أي تشغيل خاطئ .



ال **Area A** هي ال healthy state والتي فيها مجموع أخطاء differential currents المتوقعة من عدم دقة محولات التيار او بسبب عدم التماثل التام بينها أو حدوث أخطاء بسبب الTap changers.

أما **Area B** فتمثل منطقة حدوث الأعطال الداخلية ، حيث عادة ما يتم تمثيل الحالة المثالية للأعطال بخط بزاوية 45 درجة ونسبة IOp/IRes يساوي واحد ، ولكن بسبب اختلاف phase angle difference بين التيارات الداخلة والخارجة أثناء الأعطال الداخلية ، فقد تكون هذه النسبة أقل من واحد .

حيث من الناحية العملية وجد أن جميع ال internal faults سوف تكون في مدى حول خط ال45 درجة.

أما ال Relay characteristic فتمثل المنطقة الفاصلة والتي يستطيع الريليه من خلالها التمييز بين healthy area و faulted area .

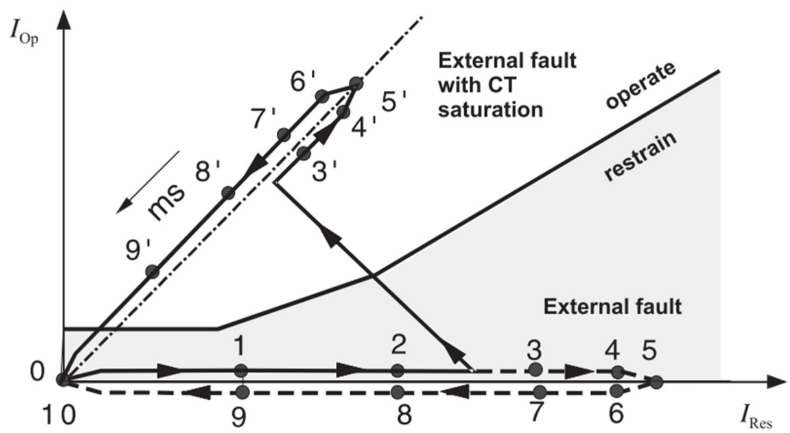
وكما قلنا في الحلقة السابقة فإن الريليهات الحديثة تحتوي على ما يسمى بsaturation detectors ، حيث يقوم باكتشاف حالات تشبع محول التيار بشكل سريع جدا ويتخذ إجراءات إضافية لضمان استقرار الDiff relay .

و مبدأ عملها بشكل أساسي يعتمد على أن محول التيار يحول التيار بشكل صحيح لفترة قصيرة ، ومن ثم يتغير شكل التيار بشكل مفاجئ ، وهذا يعني أنه في حال حدوث External fault فإن قيمة ال differential current سوف تكون صفر نظريا بينما في الواقع العملي فإن هناك قيمة differential current صغيرة يجب أن لا تتغير خلال 3 milliseconds "عند بعض الRelays" من حدوث العطل الخارجي ، بينما نلاحظ أن هناك زيادة حادة لقيمة restraint current .

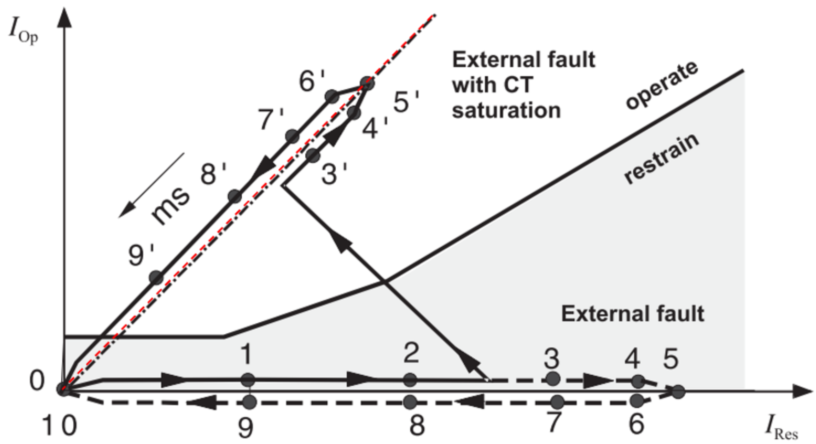
بينما في حال حدوث عطل داخلي ، فإن قيمتي differential current و restraint current سوف ترتفعان في ءان واحد .

وبالتالي فإن وجود تأخير زمني بين ارتفاع قيمة differential current وارتفاع قيمة restraint current أثناء الأعطال الخرجية لهو أكبر دليل على وجود CT saturation .

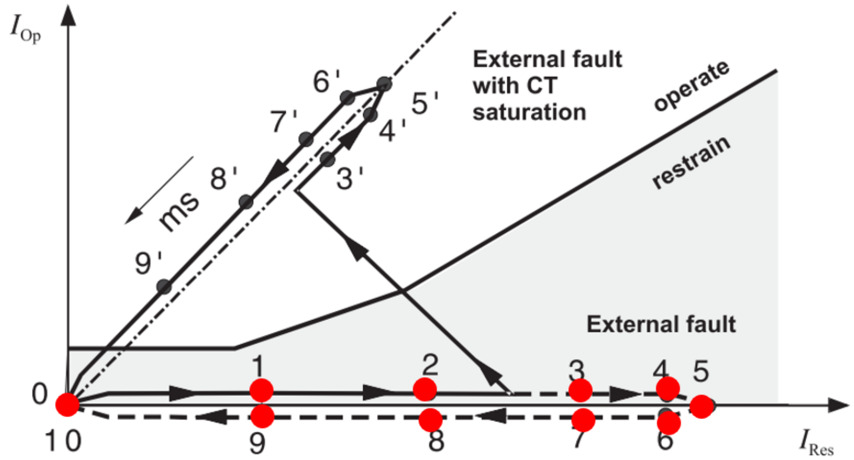
لاحظ معي في هذه الرسمة تحليل مسار تحرك النقطة (X=IRes ,Y=IOp) لحظة حدوث external fault بدون وجود CT saturation ومع وجود CT saturation وقارن الفرق بينهم .



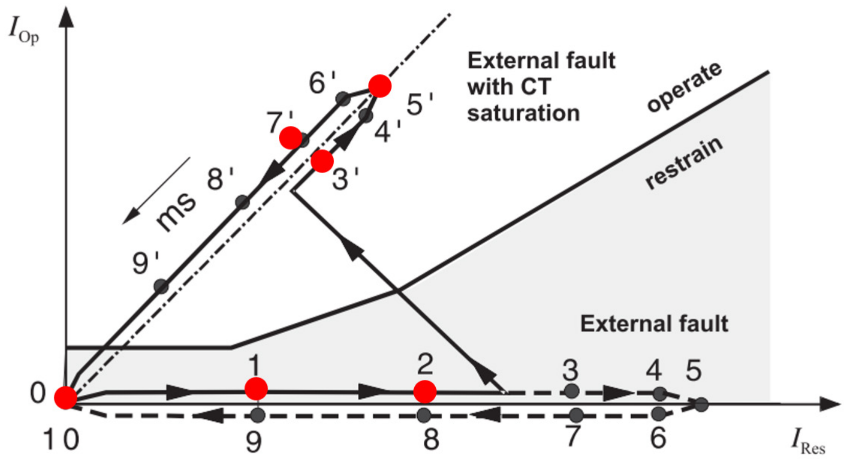
بداية في حال **حدوث internal fault** فإن النقطة (IOp, IRes) تكون حول الخط المتقطع بالزاوية 45 درجة ، يعني ممكن أن تكون فوقه أو تحته قليلا ، وهذا الخط المتقطع يسمى ب **45°-fault characteristic** .



في حال حدوث **external fault لم يؤدي إلى ادخال محول التيار في حالة saturation** فسوف تنتقل النقطة من الzero إلى موضع الرقم 1 ومن ثم الرقم 2 ومن ثم 3 4 5 وهكذا ، على طول المحور الأفقي IRes-axis مع بقاء قيمة IOp قليلة ومن ثم الرجوع من الرقم 6 ومن ثم 7 8 9 10، وهذا يعني استقرار الريليه لحظة هذا العطل الخارجي.



أما في حال **حدوث external fault أدى الى ادخال محول التيار في حالة saturation** فسوف تنتقل النقطة من الzero إلى موضع الرقم 1 ومن ثم الرقم 2 على اليمين على طول المحور الأفقي IRes-axis ومن ثم يقفز فجأة لينتقل للأعلى إلى موضع النقطة 3 ، لاحظ كيف ارتفعت قيمة IRes في البداية مع بقاء IOp قليلة في لحظة زمنية معينة ومن ثم ارتفعت ال IOp بشكل مفاجئ ! والنقطة رجعت للصفر 6‘ 7‘ 8‘ وهكذا بسبب زوال العطل عند فتح الCB حيث أصبح قيمتي IRes و IOp تساويان صفر .



وفي حال اكتشاف حالة Saturation فإن الريليه سوف يتخذ اجرائاته بعمل رفع لقيمة restraint بشكل مؤقت عن طريق ضربه ب bias factor أو عمل Diff block لحظة اكتشافه ليمنع إصدار Trip signal لمدة 150 milliseconds للتأكد من زوال external short circuit ، حيث أعلى زمن متوقع لزوال العطل هو 100msec وهناك 50msec موضوعة كsecurity margin أو هامش أمان، وكلما كان اكتشاف حالة التشبع سريعة كلما حصلنا على أداء استقرارية أفضل للريليه .

وقبل النهاية نريد التنويه هنا إلى نقطة مهمة جدا ، بأن أغلب الDiff relays من مختلف المصنعين تتفق فيما بينها على معادلة Differential current ، و لكنها تختلف فيما بينها على معادلة bias current .

فمنهم من يعتمد معادلة :

1. $$I_{bias} = \frac{|I_1|+|I_2|}{K}$$

حيث K هي معامل يتختلف من ريليه الى أخر وقمنا باستخدامه في الأمثلة السابقة على أساس أنها 2 وتنطبق مثل ريليهات Micom وABB بينما SIEMENS Relays تكون قيمة K تساوي 1 .

ويمكن استخدام معادلة في Relays أخرى بأنها القيمة المطلقة للتيار الداخل زائد القيمة المطلقة للتيار الخارج ناقص ال Differential current وكلهم على المعامل K

2. $$I_{bias} = \frac{|I_1|+|I_2|-|I_{diff}|}{K}$$

أو يمكن استخدام التيار الداخل ناقص التيار الخارج على المعامل K

3. $$I_{bias} = \frac{I_1-I_2}{K}$$

أو يمكن اعتماد اعلى قيمة تيار داخل او خارج لتكون هي I_bias

4. $$I_{bias} = max(I_1, I_2)$$

أو حتى يمكن اعتماد أقل قيمة تيار داخل او خارج لتكون هي I_bias

5. $$I_{bias} = min(I_1, I_2)$$

وهناك بعض الRelays تستخدم الجذر التربيعي لقيمة التيار الداخل مضروبة بقيمة التيار الخارج مضروبة بCos الزاوية بينهما

6. $$sqrt(I_1 * I_2 * Cos(a))$$

وهذا الجدول يظهر جميع معادلات حساب bias current لكل ريليه لمختلف المصنعين .

Method		Manufacturer
(|Ip|+|Is|)/K1		Siemens relay series **7UT51x, 7UT6x, 7UM62x...: K1=1**
		Siemens relay series **7SD5x, 7SD6x, 7SD8x**
		GEC /AREVA relays series **KBCH...: K1=2**
		AREVA relay series **P530C: K1=2**
		Schweitzer relay series **SEL487E, SEL787, SEL700G, K1=1**
		Schweitzer relay series **SEL300G, SEL387: K1=2**
		Toshiba relay series **GSRT100: K1=2**
(Ip-Is)/K1		ABB relay series **RET615, RET620: K1=2**
		AEG relay series PQ7...: K1=2
		Various conventional relays: K1=1
(|Ip|+|Is|×K2)/K1		GE Multilin relay **SR 745** (depending on its firmware)
		K2 fixed to 1, K1=2 and for three-winding transformers K1=3
max (|Ip|, |Is|)	Means: the bigger one of the two values.	ABB relay series **RED670, RET670**
		Siemens relay series **7UM8x, 7UT8x**
		GE relay series **SR745, G60, M60, T60, L90**
		ELIN relays series DRS...
		GE Multilin relay **SR 745** (depending on its firmware)
min (|Ip|, |Is|)	Means: the smaller one of the two values.	
sqrt (Ip×Is×cos (a))	where "a" is the angle between Ip and Is.	ABB relay series **RET316**
		NSE differential relays
(|Ip| + |Is| - |Idiff|)/K1		ZIV transformer differential relays, such as the 8IDV

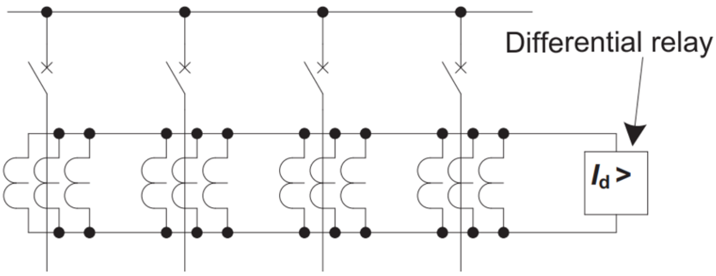
إذن يجب عليك أن تعرف كل ريليه كيف يقوم بحساب قيمة Bias current من خلال المانيوال الخاص به حتى تستطيع اختباره بالشكل الصحيح.

لاحظ معي أن هذا الريليه والذي هو BB diff protection اعتمد قيمة ال Bias current من المعادلة الأولى .

$$I_{bias} = \frac{|I_1| + |I_2|}{K}$$

ولكنه اختار قيمة K لتكون 1

وبالتالي أصبحت قيمة ال Bias current هي القيمة المطلقة لتيار الFeeder الأول زائد القيمة المطلقة لتيار ال Feederال الثاني زائد القيمة المطلقة لتيار الFeeder الثالث وهكذا ...



$$|I_{bias}| = |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| + |\underline{I}_3| + \ldots + |\underline{I}_n|$$

$$|I_{diff}| = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \ldots + \underline{I}_n|$$

Siemens Relay Characteristic

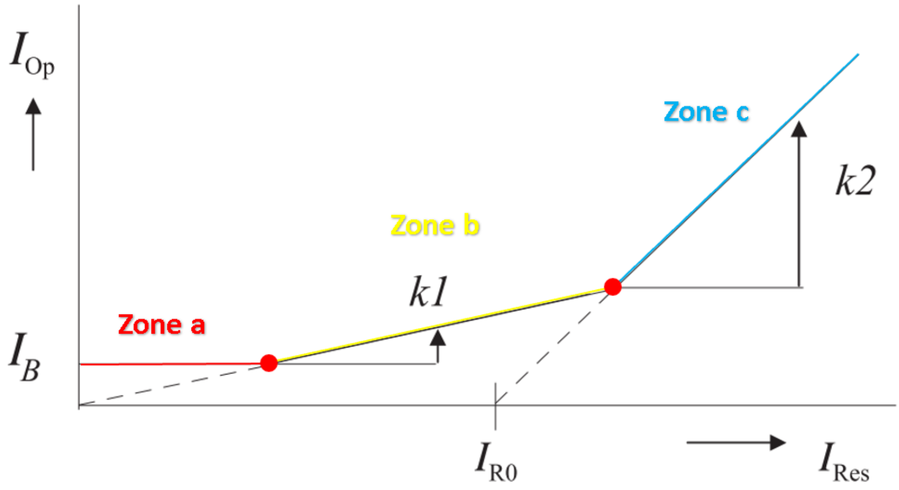
شرحنا سابقا كيف تخلصنا من أغلب المشاكل العملية الخاصة بالDifferential protection وتعرفنا على مفهوم الBiased current بشكل مفصل ، وفي هذا الجزء سوف نشرح لكم ال operating characteristics والSetting الخاص ب **7UT6 Relays وهو أحد أجهزة SIEMENS .**



IOp/IRes-diagram :

ال Relay characteristic او الرسم البياني الخاص بالDifferential protection هو الذي يظهر عليه علاقة operating currentب Restraint current ، حيث X-axis يمثل ال restraint current والY-axis يمثل ال Differential current ، وهذا الرسم البياني هو الأكثر فائدة وانتشارا وتطبيقا في المحطات الكهربائية بشكل عام .

هذه ال characteristic يمكن تمثيلها بعدة اشكال إما أن تكون مقسمة الى منطقين او ثلاث مناطق مستقلة عن بعضها البعض وذلك اعتمادا على فلسفة الشركة المصنعة لهذ ال Relay.



المنطقة الأولى الحمراء و هي Zone a وتمثل الخط المستقيم والثابت والذي يبدأ من قيمة صفر للIRes و تنتهي مع بداية المنطقة الثانية وهي Zone b .

و فيها يجب أن يرسل الريليه إشارة الفصل في حال تجاوزت قيمة الDiff current قيمة IB والتي تمثل Minimum Diff Pickup current .

$$\text{Zone a:} \qquad I_{\text{Op}} > I_{\text{B}}$$

أما المنطقة الثانية الصفراء فهي Zone b والslope لها هو k1 وتبدأ من نهاية Zone a وتنتهي مع بداية المنطقة الثالثة Zone c، حيث يجب أن يرسل الريليه إشارة الفصل في حال تجاوزت قيمة الDiff current قيمة (k1*IRes) .

$$\text{Zone b:} \qquad I_{\text{Op}} > k_1 \cdot I_{\text{Res}}$$

أما المنطقة الثالثة الزرقاء فهي Zone c والslope لها هو k2 وتبدأ من نهاية Zone b وتبقى مستمرة ،حيث يجب أن يرسل الريليه إشارة الفصل في حال تجاوزت قيمة الDiff current قيمة (IOp > k2·(IRes – IR0)) .

$$\text{Zone c:} \qquad I_{\text{Op}} > k_2 \cdot (I_{\text{Res}} - I_{\text{R0}})$$

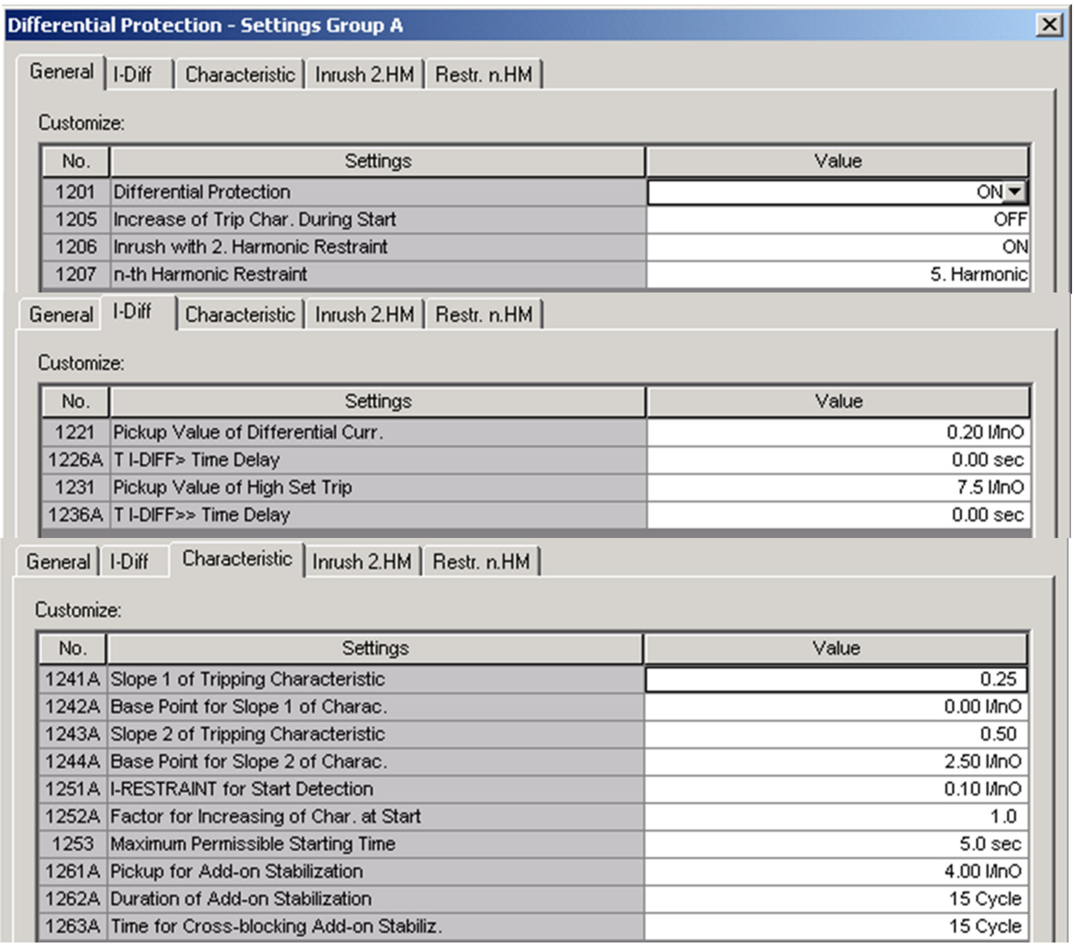
وهذه المعادلة يمكن اشتقاقها بسهولة من معادلات الخط المستقيم .

فإذا كانت هذه setting parameters والتي هي IB, k1, k2, IR0 معروفة مسبقا بالنسبة لي فإنني قادر على رسم هذا المنحنى بسهولة ، وبالتالي فإني اصبح قادر على معرفة قيمة ال Diff current والتي يجب لي ان اتجاوزها حتى يصدر الريليه الTrip signal ، فنقوم باختبار Zone a ومن ثم Zone b ومن ثم Zone c من خلال اختيار اكثر من نقطة على كل Zone ، حيث نقوم بوضع نقطة فوق المحنى لمحاكاة حالة internal faults حيث يجب ان يصدر الريليه الTrip signal ومن ثم نقوم بوضع نقطة تحت المنحنى لمحاكاة حالة external faults حيث يجب أن لا يصدر الريليه أي الTrip signal ويبقى مستقر ، وهذا للتأكد هل يعمل الريليه على المحنيات التي وضعت له أم لا .

ولمعرفة كيفية اشتقاق هذه المعادلات واستخدماتها وكيفية الاستفادة منها تابعوا معنا المثال التالي ...

مثال:

ارسم ال Tripping characteristicلل ب Differential Protection 7UT6 ، و الخاص بشركة SIEMENS ، و من ثم اكتب المعادلات الخاصة بها ومن ثم اشرح الSettings المستخرجة من برنامج DIGSI4 :


Differential Protection - Settings Group A

General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Customize:

No.	Settings	Value
1201	Differential Protection	ON
1205	Increase of Trip Char. During Start	OFF
1206	Inrush with 2. Harmonic Restraint	ON
1207	n-th Harmonic Restraint	5. Harmonic

General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Customize:

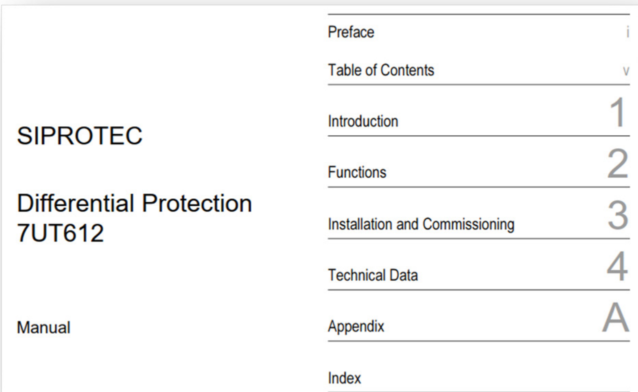
No.	Settings	Value
1221	Pickup Value of Differential Curr.	0.20 I/InO
1226A	T I-DIFF> Time Delay	0.00 sec
1231	Pickup Value of High Set Trip	7.5 I/InO
1236A	T I-DIFF>> Time Delay	0.00 sec

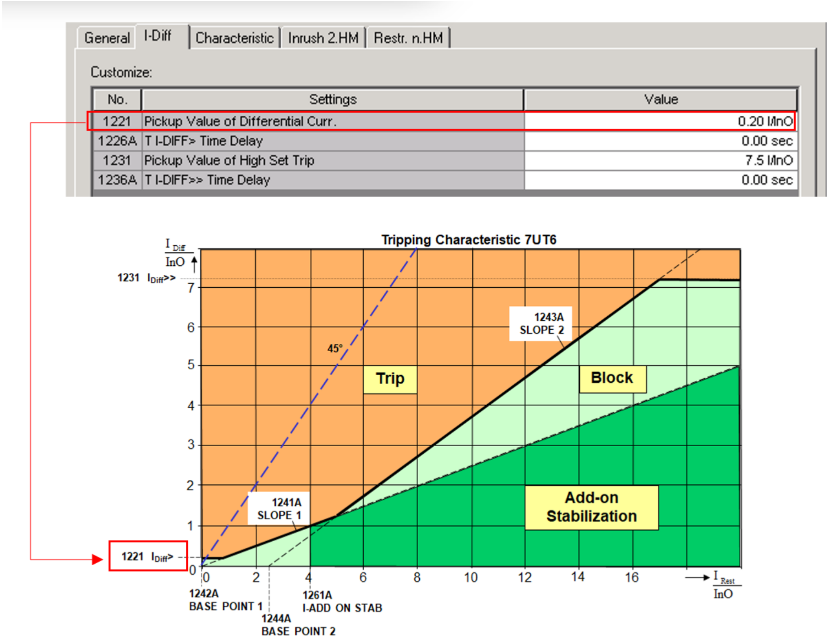
General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Customize:

No.	Settings	Value
1241A	Slope 1 of Tripping Characteristic	0.25
1242A	Base Point for Slope 1 of Charac.	0.00 I/InO
1243A	Slope 2 of Tripping Characteristic	0.50
1244A	Base Point for Slope 2 of Charac.	2.50 I/InO
1251A	I-RESTRAINT for Start Detection	0.10 I/InO
1252A	Factor for Increasing of Char. at Start	1.0
1253	Maximum Permissible Starting Time	5.0 sec
1261A	Pickup for Add-on Stabilization	4.00 I/InO
1262A	Duration of Add-on Stabilization	15 Cycle
1263A	Time for Cross-blocking Add-on Stabiliz.	15 Cycle

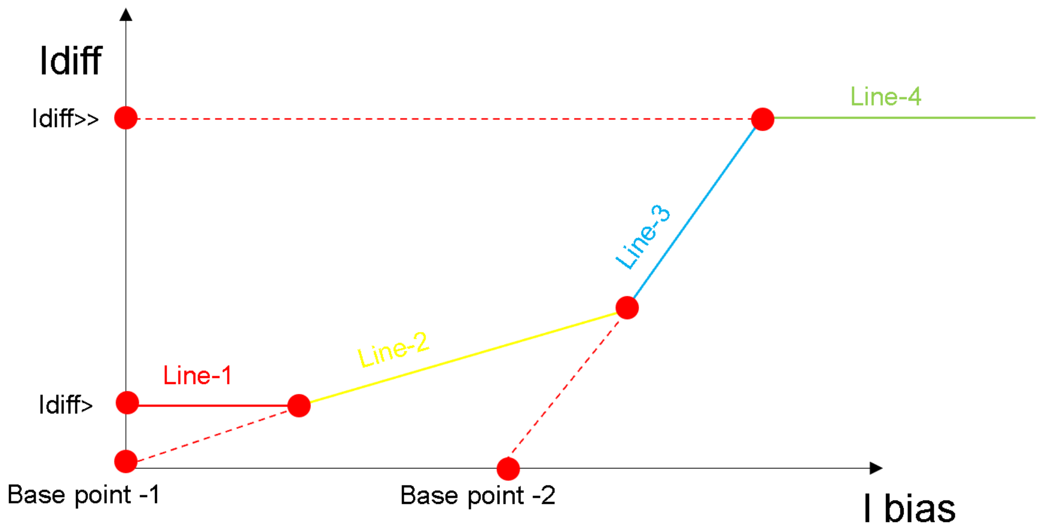
إن أول خطوة في الرسم هو الذهاب إلى المانيوال الخاص ب بهذا الريليه واستخراج تفاصيل Tripping Characteristic منه وسوف يكون بالشكل التالي ، حيث لاحظ معي أن كل Setting له رقم خاص به حيث قيمة IDiff> داخل الsetting هي 1221 وتساوي 0.20 I/InO وهي نسبة مئوية .



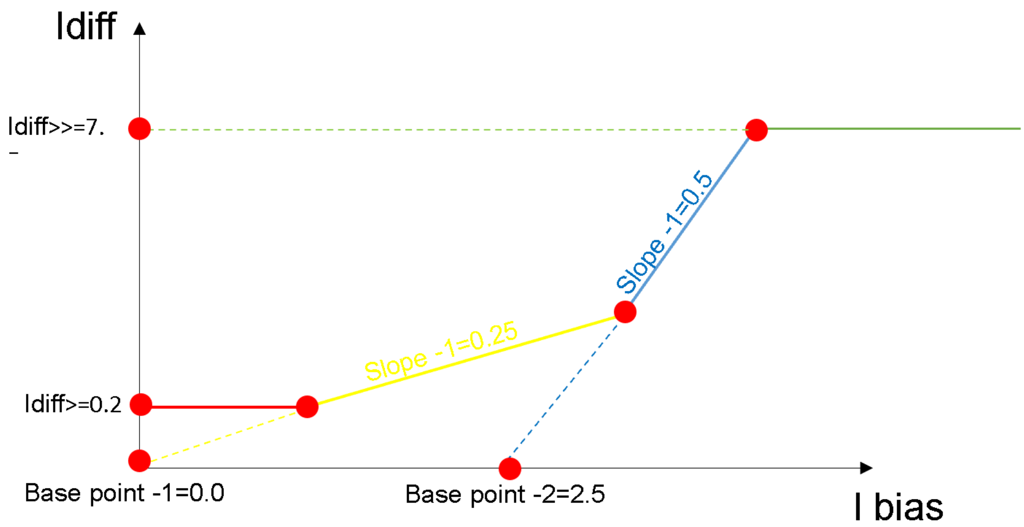


أما بالنسبة الـ1226A Setting و1236A فهي Options في حال رغبت بإضافة Time delay الى Diff protection في بعض الحالات الخاصة، ولكن عادة Diff لحظي وبزمن صفر .

الآن نريد تحديد **عدد الخطوط** في هذه ال Characteristic ومن ثم إيجاد **معادلة الخط المستقيم** لكل خط على حدى وإيجاد **نقطة التقاطع** بين كل خطين .



وبالتالي فإنه يجب إعادة رسم ال Tripping Characteristic مع وضع كل قيمة عليه من خلال ما يقابلها بالSetting الخاصة بها وسوف تظهر لنا بهذا الشكل .

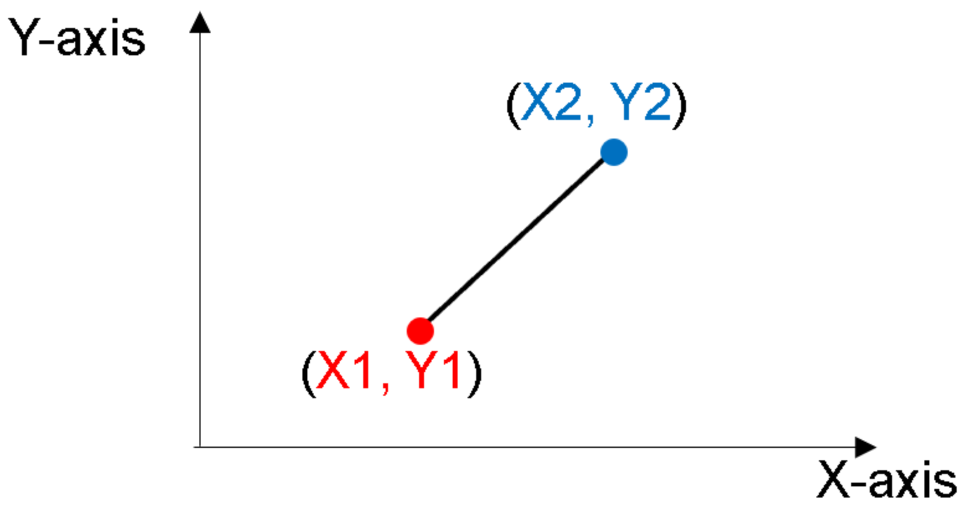


سوف نقوم بعمل مراجعة سريعة لإيجاد معادلة الخط المستقيم ومن ثم نطبقها على ال Characteristic الموجودة عندنا ، فلو افترضنا أنه يوجد لدينا خط بين نقطتين الأولى (X1, Y1) والثانية (X2, Y2)

فما هي معادلة الخط المستقيم له ؟؟

أولا نقوم بإيجاد قيمة الميل Slope والتي تساوي : $Slope = \frac{Y2 - Y1}{X2 - X1}$

وبالتالي فإن معادلة الخط المستقيم (fx) وهي نفسها Y2 يمكن استخراجها من معادلة ال Slope وتساوي : $f(x) = Y2 = Slope\ (X2 - X1) + Y1$



مثال:

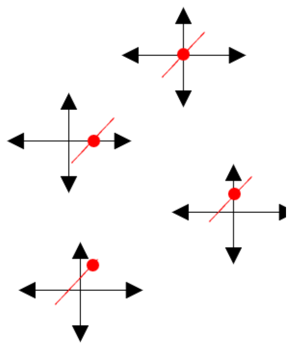
ما معادلة الخط المستقيم بين النقطتين (X1=2,Y1=4) والثانية (X2=3,Y2=6) ؟

$$Slope = \frac{Y2 - Y1}{X2 - X1} = \frac{6 - 4}{3 - 2} = \frac{2}{1} = 2$$
$$f(x) = Y2 = Slope\ (X2 - X1) + Y1$$
$$f(x) = Y2 = 2\ (X2 - 2) + 4$$
$$f(x) = Y2 = (2X2 - 4) + 4$$
$$f(x) = Y2 = 2X2 - 4 + 4$$
$$f(x) = Y2 = 2X2$$
$$f(x) = Y = 2X$$
$$@X = 3\ then\ Y = 6$$
$$@X = 2\ then\ Y = 4$$

يعني باختصار من معادلة الخط المستقيم

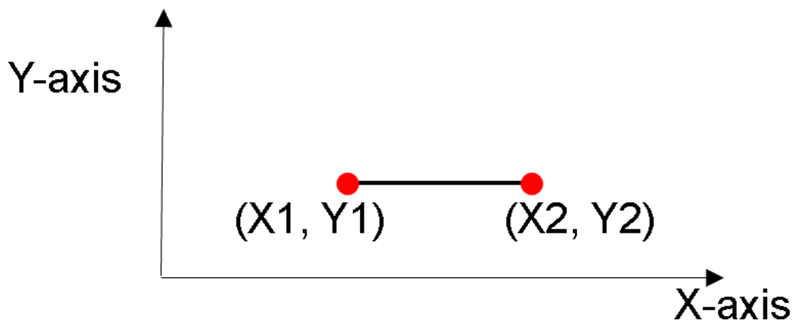
$$f(x) = Y2 = Slope\ (X2 - X1) + Y1$$

X1	Y1	Line Equation
0	0	Y=Slope*X
2.5	0	Y=Slope*(X-2.5)
0	7	Y=Slope*(X)+7
2	3	Y=Slope*(X-2) +3



وإذا كان الخط المستقيم ثابت أي قيمة Y لا تتغير مع تغير X فالSlope لها سوف يكون صفر وبالتالي فإن معادلة الخط المستقيم سوف تكون :

$$f(x) = Y2 = Slope\ (X2 - X1) + Y1 \rightarrow Y2 = Y1$$



مثال:

ما معادلة الخط المستقيم للخط الثابت بين النقطتين (X1=2,Y1=3) والثانية (X2=5,Y2=3) ؟

$$Slope = \frac{Y2 - Y1}{X2 - X1} = \frac{3 - 3}{5 - 2} = \frac{0}{1} = 0$$

$$f(x) = Y2 = Slope\ (X2 - X1) + Y1$$

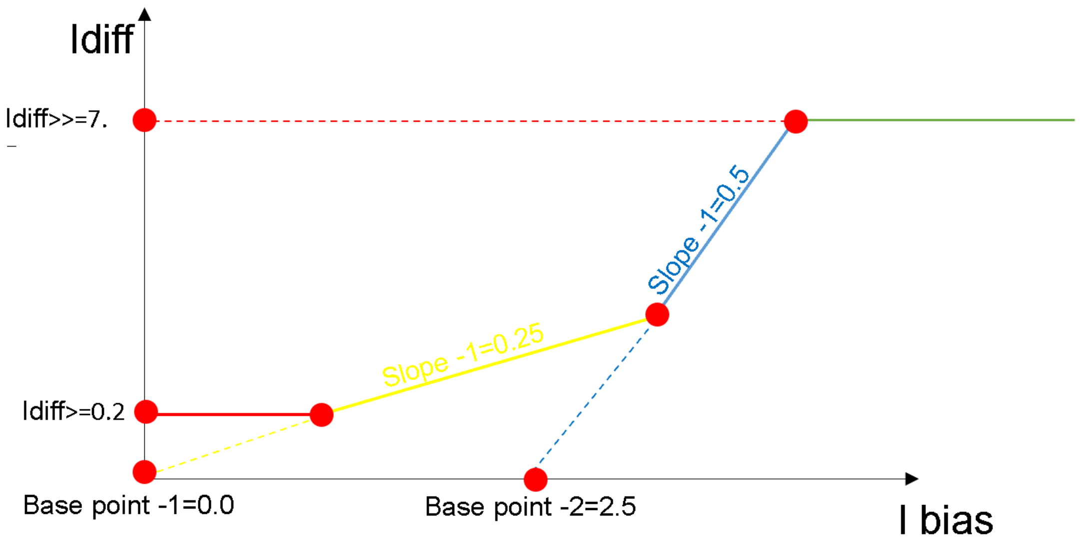
$$f(x) = Y2 = 0\ (X2 - 1) + 3$$

$$f(x) = Y2 = (0 - 0) + 3$$

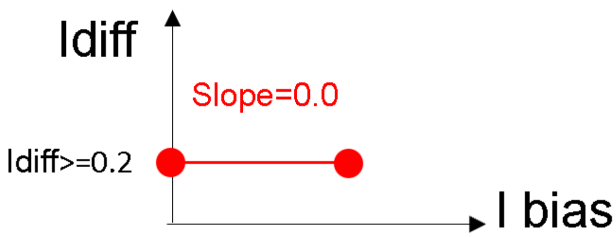
$$f(x) = Y2 = 3$$

$$f(x) = Y = 3$$

الآن نريد تطبيق نفس الطريقة لإيجاد معادلات الخط المستقيم لل Characteristic المستخدمة في الحماية التفاضلية مع العلم أن X-axis هي I bias و Y-axis هي ال Idiff .

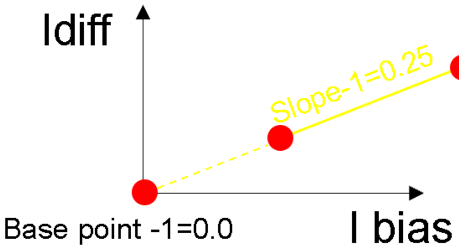


دعونا نبدأ بالخط الأول والذي يمثل خط ثابت حيث تبقى Idiff>=0.2 ثابتة مهما ارتفعت قيمة I bias .



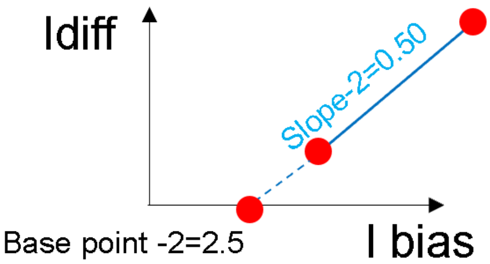
Line	Line Equation
Line-1	Idiff= Idiff>
Line-1	Idiff=0.2

أما بالنسبة للخط الثاني ، فسوف نلاحظ أن امتداده سوف يمر بالصفر لأن ال Base point -1=0.0 واللي رقمها في setting هو 1242A، ولما الخط المستقيم يمر بالصفر فهذا يعني ان Y=slope*X أي **Idiff=Slope-1*Ibais ويجب التنويه ان امتداد الخط المقطع لا يؤخذ بالاعتبار أنه ضمن المنحنى .**



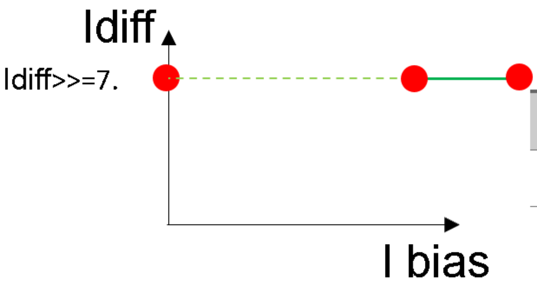
Line	Line Equation
Line-2	Idiff=Slope-1*(Ibais-Base point-1)
Line-2	Idiff=0.25*(Ibais-0)
Line-2	Idiff=0.25*Ibais

أما بالنسبة للخط الثالث ، فسوف نلاحظ أنه **لا يمر** بال origin pointواللي هي نقطة الأصل التي تساوي صفر ، وإنما يمر بنقطة أخرى اسمها **Base point-2** ولما يمر الخط المستقيم بنقطة على محور X فالمعادلة بتكون Y تساوي Slope في X ناقص نقطة التقاطع على محور X.



Line	Line Equation
Line-3	Idiff=Slope-2*(Ibais-Base point-2)
Line-3	Idiff=0.5*(Ibais-2.5)

أما بالنسبة للخط الرابع فهو خط ثابت مثل الخط الأول تماما .



Line	Line Equation
Line-4	Idiff= Idiff>>
Line-4	Idiff=7.5

إذن عندنا أربع خطوط مستقيمة وكل خط له معادلة خاصة به وبالتالي عندنا أربع معادلات اثنين منهم قيمة الDiff current لا تعتمد على تغير قيمة Ibias وهم معادلة الخط الأول والرابع وذلك لأنها خطوط ثابتة ولا يوجد فيها slope ، واثنين منهم تعتمد فيها قيمة الDiff current على تغير قيمة Ibias وهم معادلة الخط الثاني والثالث وذلك لأنها تحتوي على Slope بالطبع.

والأربع معادلات هم :

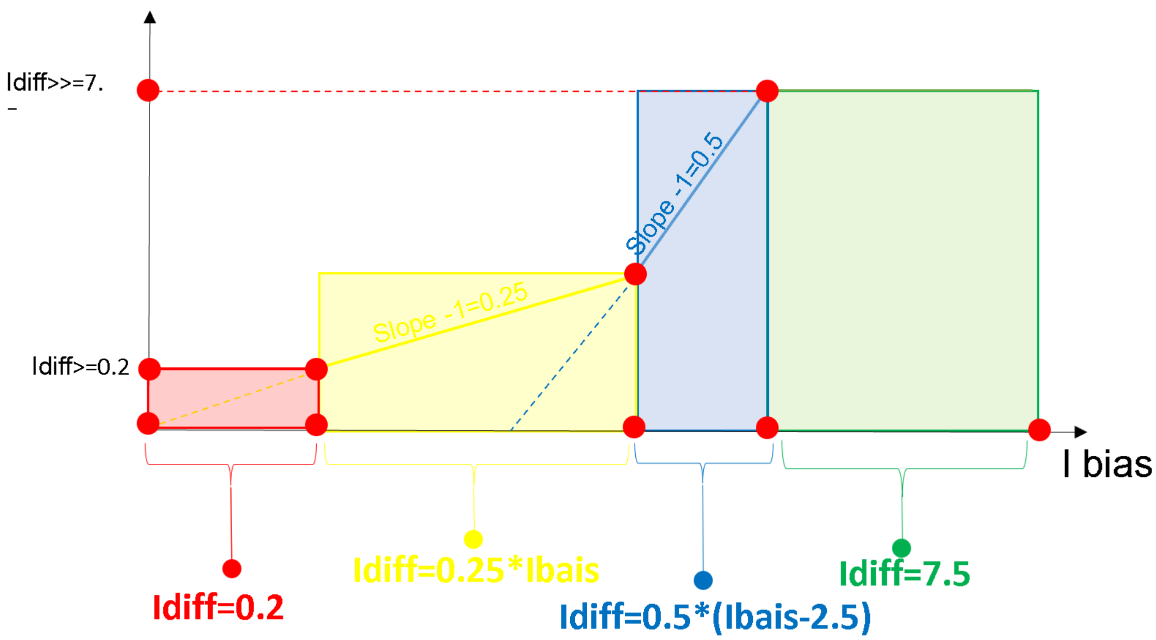
Line	Line Equation
Line-1	Idiff=0.2
Line-2	Idiff=0.25*Ibais
Line-3	Idiff=0.5*(Ibais-2.5)
Line-4	Idiff=7.5

إذا قلت لك أن قيمة Ibais=1 فما هي قيمة ال Idiff اللازمة لإرسال Tripping signal إلى CB ؟ فأي معادلة يمكن لي استخدامها ؟

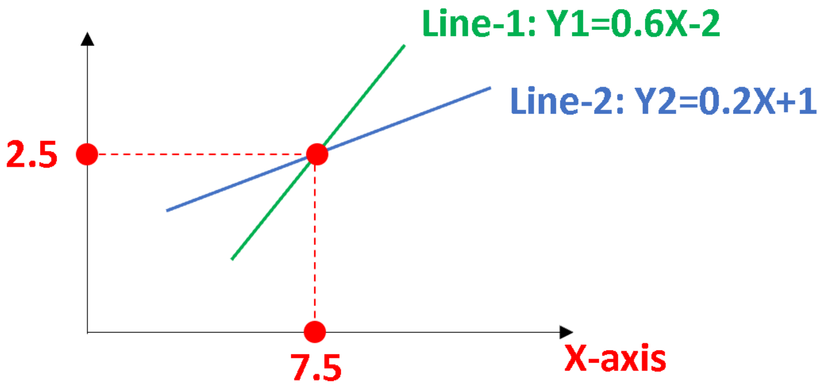
Line	Line Equation	@Ibias =1	
Line-1	Idiff=0.2	Idiff=0.2	?
Line-2	Idiff=0.25*Ibais	Idiff=0.25	?
Line-3	Idiff=0.5*(Ibais-2.5)	Idiff=-0.75	لا يمكن أن تكون قيمة الIdiff بالسالب
Line-4	Idiff=7.5	Idiff=7.5	?

إذن ، لا يمكن لي أن اتخذ مثل هذا القرار ، حيث يجب لي أن أعلم حدود استخدام كل معادلة ، حيث يجب أن استخدم المعادلة الأولى في حال كانت قيمة Ibais ضمن المنطقة الحمراء ويجب أن استخدم المعادلة الثانية في حال كانت قيمة ال Ibais ضمن المنطقة الصفراء ويجب أن استخدم المعادلة الثالثة في حال كانت قيمة ال Ibais ضمن المنطقة الزرقاء والمعادلة الرابعة في حال تجاوزت قيمة ال Ibais حدود المنطقة الزرقاء .

وبالتالي فإنه لا يجوز تعويض قيمة ال Ibais في غير مكانها الصحيح ومعادلتها الصحيحة ، وعليه فإنه يجب معرفة حدود بداية ونهاية قيمة ال Ibais في كل منطقة بشكل مستقل .



لإيجاد هذه الحدود فيجب أن اعلم أنه لو تقاطع خطين مستقيمين في المستوى الديكارتي **فإنهما سوف يتقاطعان في نقطة مشتركة بينهما** ، يعني النقطة التي في الخط الأول هي نفسها النقطة التي في الخط الثاني .



Intersection points when

$$Y1=Y2$$

$$0.6X-2=0.2X+1$$

$$X=7.5$$

$$@X=7.5$$

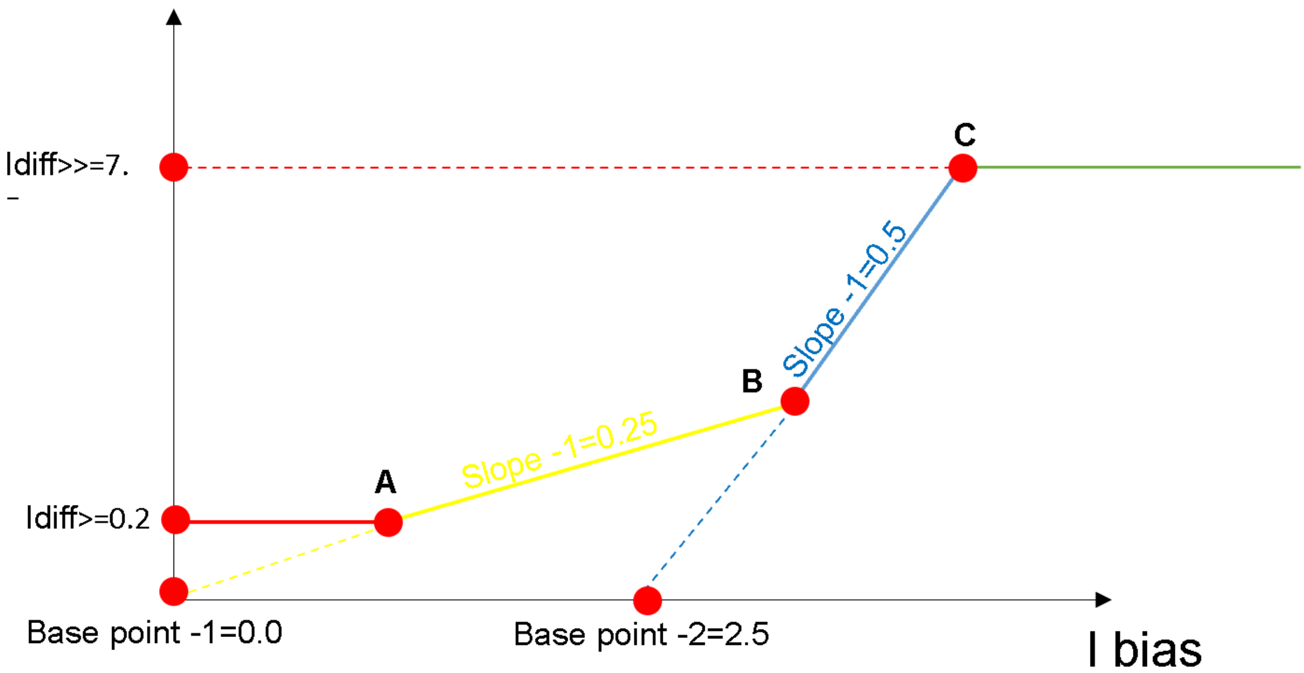
$$Y2=0.2X+1=0.2(7.5)+1=\underline{2.5}$$

$$Y1=0.6X-2=0.6(7.5)-2=\underline{2.5}$$

يمكنك التعويض في أي معادلة منهما ، لأن النتيجة يجب أن تكون نفسها في كلا الحالتين

الآن نريد تطبيق نفس هذه الفكرة تماما على Tripping Characteristic لإيجاد قيم ال Ibias الحدودية لكل line أو لكل Zone ، حتى أتحديد ما المعادلة المناسبة لقيمة ل Ibias المطلوبة .

لإيجاد نقطة التقاطع A بين الخط الأول والثاني نساوي معادلة الخط الأول بالثاني لأنها نقطة مشتركة بينهما ، ولإيجاد نقطة التقاطع B بين الخط الثاني والثالث نساوي معادلة الثاني بالثالث ، ولإيجاد نقطة التقاطع C بين الخط الثالث والرابع نساوي معادلة الثالث بالرابع .



Line	Line Equation
Line-1	Idiff=0.2
Line-2	Idiff=0.25*Ibais
Line-3	Idiff=0.5*(Ibais-2.5)
Line-4	Idiff=7.5

$$Line1 = Line2 \rightarrow 0.2 = 0.25 * Ibais \ \rightarrow Ibais = \frac{0.2}{0.25} = 0.8 \rightarrow \boldsymbol{A}(Ibias, Idiff) \rightarrow \mathbf{(0.8, 0.2)}$$

$$Line2 = Line3 \rightarrow 0.25 * Ibais = 0.5 * (Ibais - 2.5) \rightarrow Ibais = 5.0 \rightarrow \boldsymbol{B}(Ibias, Idiff) \rightarrow \mathbf{(5.0, 1.25)}$$

$$Line3 = Line4 \rightarrow 0.5 * (Ibais - 2.5) = 7.5 \rightarrow Ibais = 17.5 \rightarrow \boldsymbol{C}(Ibias, Idiff) \rightarrow \mathbf{(17.5, 7.5)}$$

ماذا يعني عندما أقول لك أن نقطة على الTripping Characteristic هي (5.0,1.25)؟

هذا يعني أن قيمة الIbias تساوي 5 وقيمة الIdiff تساوي 1.25، وهذه القيم إما أن تكون بوحدة الأمبير أو أن تكون نسبة مئوية ، وهذا يعني أنه إذا كانت قيمة الIbias تساوي 5 ، فإن قيمة الIdiff **يجب أن تتجاوز قيمة 1.25** حتى يصدر الDiff relay قرار الTrip.

الآن نستطيع القول بأن معادلة الخط الأول يمكن تطبيقها فقط في حال كان I bias Domain في مجال محدد بين الصفر وال0.8 ، وسوف تبقى قيمة الDiff في مدى أو Range ثابت قيمته 0.2 طول هذه الفترة. كما هو ظاهر في هذا الجدول ولكن ال Diff Relay لن يصدرTrip signal إلا إذا تجاوزت قيمة الDiff current المقاسة قيمة 0.2 .

Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-1	Idiff=0.2	**0**≤ Ibais≤ **0.8**	Idiff>**0.2**

أما معادلة الخط الثاني فيمكن تطبيقها فقط في حال كان I bias Domain في مجال محدد بين ال 0.8 وال5.0 ، وسوف تبقى قيمة الDiff في مدى متغير بين 0.2 و1.25 حيث 0.2 هي نتيجة تعويض 0.8 في المعادلة و1.25 هي نتيجة تعويض 5.0 في معادلة الخط الثاني . كما هو ظاهر في هذا الجدول ، ولكن ال Diff Relay لن يصدر Trip signal إلا إذا تجاوزت قيمة الDiff current المقاسة قيمة 0.2 في حال كانت قيمة ال Ibais تساوي 0.8 أو اذا تجاوزت قيمة الDiff current المقاسة قيمة 1.25في حال كانت قيمة ال Ibais تساوي 5 .

Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-2	Idiff=0.25*Ibais	**0.8**≤ Ibais≤ **5.0**	**0.2**<Idiff>**1.25**

وأما معادلة الخط الثالث فيمكن تطبيقها فقط في حال كان I bias Domain في مجال محدد بين ال 5.0 وال17.5 ، وسوف تبقى قيمة الDiff في مدى متغير بين 1.25 و7.5 حيث 1.25 هي نتيجة تعويض 5.0 في المعادلة و7.5 هي نتيجة تعويض 17.5 في معادلة الخط الثالث . كما هو ظاهر في هذا الجدول ولكن ال Diff Relay لن يصدرTrip signal إلا إذا تجاوزت قيمة الDiff current المقاسة قيمة 1.25 في حال كانت قيمة ال Ibais تساوي 5.0 أو اذا تجاوزت قيمة الDiff current المقاسة قيمة 7.5 في حال كانت قيمة ال Ibais تساوي 17.5 .

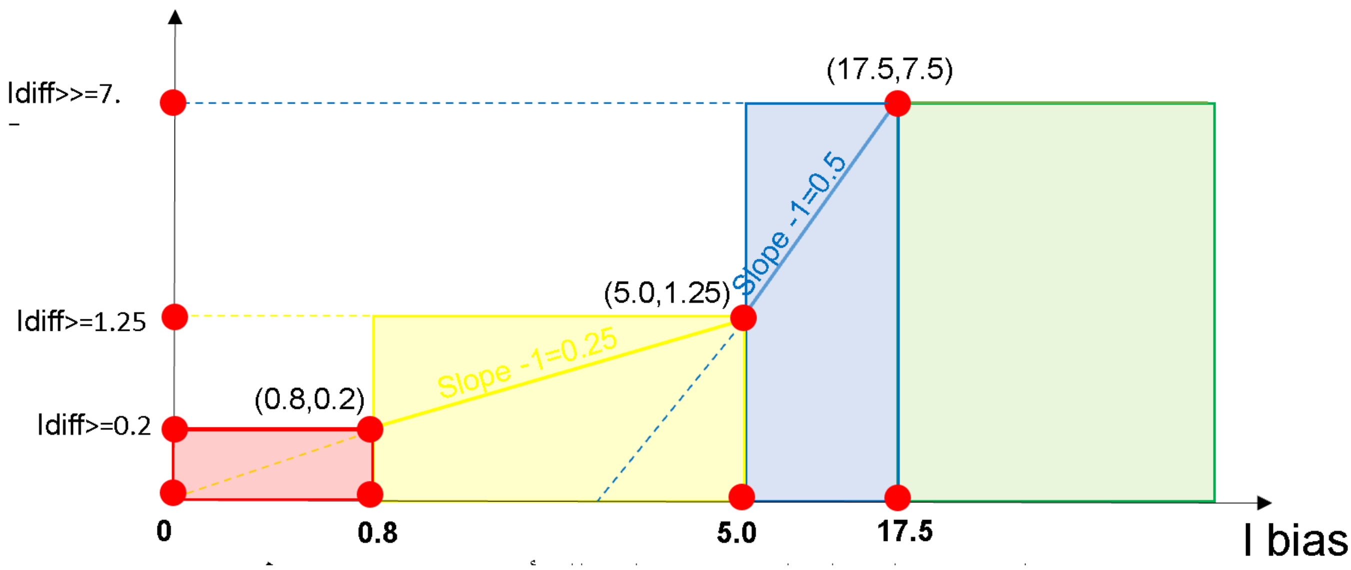
Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-3	Idiff=0.5*(Ibais-2.5)	**5.0**≤ Ibais≤ **17.5**	**1.25**< Idiff **> 7.5**

وأما معادلة الخط الرابع فيمكن تطبيقها فقط في حال كان I bias Domain في مجال أكبر أو يساوي 17.5، وسوف تبقى قيمة الDiff في مدى ثابت قيمته 7.5 طول هذه الفترة. كما هو ظاهر في هذا الجدول بمعنى أن ال Diff Relay لن يصدرTrip signal إلا إذا تجاوزت قيمة الDiff current المقاسة قيمة 7.5 في حال كانت قيمة ال Ibais تساوي او أكثر من قيمة 17.5 .

Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-4	Idiff=7.5	Ibais≥**17.5**	Idiff>**7.5**

ويمكن عمل تلخيص لجميع هذه المعادلات في جدول واحد وتمثيلها على الTripping Characteristic بالشكل التالي :

Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-1	Idiff=0.2	**0**≤ Ibais≤ **0.8**	Idiff>**0.2**
Line-2	Idiff=0.25*Ibais	**0.8**≤ Ibais≤ **5.0**	**0.2**< Idiff >**1.25**
Line-3	Idiff=0.5*(Ibais-2.5)	**5.0**≤ Ibais≤ **17.5**	**1.25**< Idiff > **7.5**
Line-4	Idiff=7.5	Ibais≥**17.5**	Idiff>**7.5**

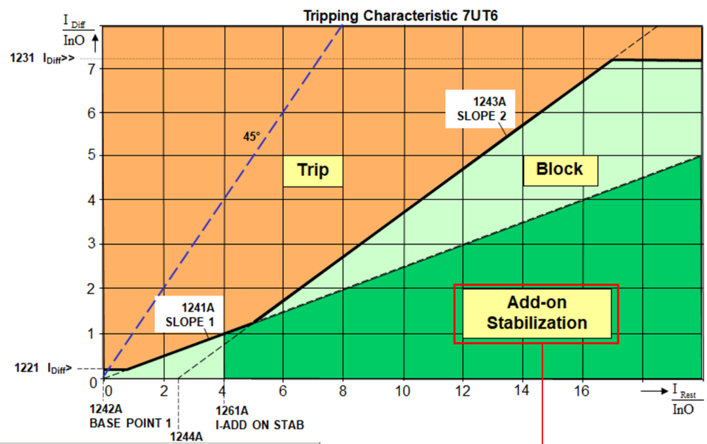


الآن دعونا نعود إلى نفس السؤال السابق إذا قلت لك أن قيمة Ibias=1 فما هي قيمة ال Idiff اللازمة لإرسال Tripping signal إلى CB ؟ فأي معادلة يمكن لي استخدامها ؟
الآن أستطيع أقول لك أنني يجب أن أعوضها في معادلة الخط الثاني لأن الرقم 1 يقع في حدود المنطقة بين 0.8 و5 .

$$@\, I\ bias = 1 \rightarrow\ Line2 \rightarrow Idiff\ = 0.25 * Ibais\ \rightarrow Idiff\ = 0.25 \rightarrow (Ibias, Idiff) \rightarrow \mathbf{(1.0, 0.25)}$$

ويمكنني الآن وضع النقطة على (1.0,0.25) على منحنى الDiff بكل سهولة .
وبهذا الشكل نكون قد شرحنا منحنى 7UT6 ريليه والخاص بشركة SIMEMNS بكل تفصيل والخلاصة اننا قمنا بثلاث خطوات :
1. تحديد **عدد الخطوط** في هذه ال Characteristic .
2. ومن ثم إيجاد **معادلة الخط المستقيم** لكل خط على حدى .
3. وإيجاد **نقاط التقاطع المشتركة** بين كل خطين .
ونقوم بتطبيق نفس هذه الخطوات على أغلب الDiff Relays للمصنعين المختلفين ، إلا أن شكل المنحنى سوف يختلف من مصنع الى أخر وسوف تختلف معه بعض الحسابات .

أما بالنسبة لهذه المنطقة الخضراء والتي تسمى **Add-on Stabilization** فهي لها setting خاصة داخل هذا النوع من الريليز وسوف نتكلم عنها الآن ...

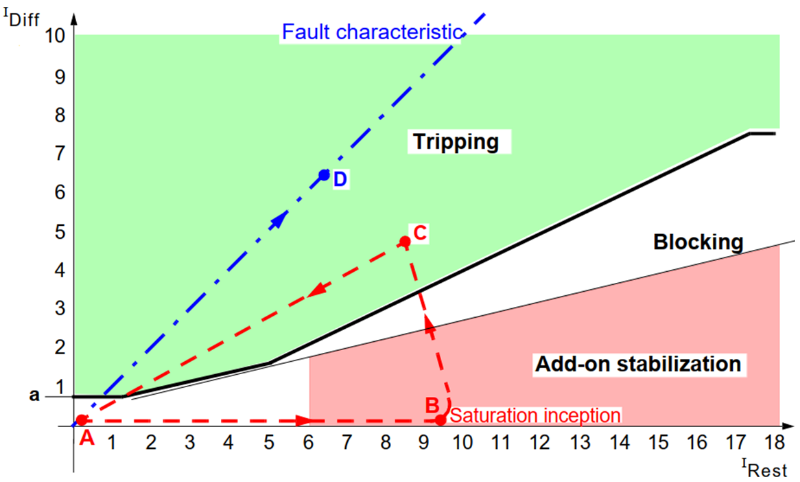


General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Customize:

No.	Settings	Value
1241A	Slope 1 of Tripping Characteristic	0.25
1242A	Base Point for Slope 1 of Charac.	0.00 I/InO
1243A	Slope 2 of Tripping Characteristic	0.50
1244A	Base Point for Slope 2 of Charac.	2.50 I/InO
1251A	I-RESTRAINT for Start Detection	0.10 I/InO
1252A	Factor for Increasing of Char. at Start	1.0
1253	Maximum Permissible Starting Time	5.0 sec
1261A	Pickup for Add-on Stabilization	4.00 I/InO
1262A	Duration of Add-on Stabilization	15 Cycle
1263A	Time for Cross-blocking Add-on Stabiliz.	15 Cycle

قلنا أن الريليهات الحديثة بها خاصية لاكتشاف حالات CT saturation وخاصة عند حدوثExternal Fault ذات تيارات العطل العالية ، وبالتالي فإن الCT saturation سوف ينشئ لي Diff current بالتأكيد على هذا العطل الخارجي .وهذا التشغيل كما قلنا انه يعتبر Mal-operation أي تشغيل خاطئ ، لأنه لم يشتغل الريليه على الأعطال المصمم أن يعمل من أجلها.



لذا فإننا نفهم الريليه بأنه اذا كان السلوك الديناميكي لحركة النقطة I Diff/I Rest جعلت قيمة ال I Rest عالية حيث انتقلت من النقطة A إلى B ومن ثم **فجأة بدأت** قيمة الI Diff تزداد وصاحبها انخفاض بسيط في قيمة I Rest أدى لدخول نقطة I Diff/I Rest باتجاه النقطة C إلى منطقة الTripping فهذا دليل أنه حدثCT saturation .

وعليه يقوم **Add-on Stabilization** بعمل Block للDiff protection خلال أول ربع Cycle بعد حدوث العطل ،حيث يجب أن تتجاوز I Rest القيمة 4 كما هو ظاهر في ال setting رقم 1261A وسوف يستمر زمن عمل هذا ال Block لمدة 15 Cycle ، حيث زمن الCycle الواحد **20msec** في حال تردد الشبكة **50Hz** أو **16.67msec** في حال ال **60Hz**.

ونريد التنويه إلى نقطة مهمة جدا وهي أن الOperation point يجب أن تدخل المنطقة الوردية لكي تتفعل ال Add-on Stabilizationومن ثم تعمل Block Diff ، بينما لو دخلت النقطة الى المنطقة البيضاء وهي الBlocking دون الدخول الى المنطقة الوردية ومن ثم انتقلت الى منطقة الTripping فسوف يصدر الDiff relay قرار الTrip.

ولكن ممكن أن يسأل أحد المهندسين ماذا لو حدث External fault وأدى إلى إدخال ال CT في مرحلة الSaturation ومن ثم تفعلت ال Add-on Stabilization وعملت Block للDiff وفي نفس هذه اللحظة حدث عطل حقيقي internal fault داخل protected zone اللي Diff مسؤول عن حمايتها ، ماذا لو يحدث !!

في هذه الحالة فإن الريليه مجرد ما يشعر بأن الOperation point بدأت تتحرك بشكل ثابت باتجاه ال fault characteristic ولمدة لا تقل عن One Cycle، فإنه سوف يتخذ قرار تلقائي بعمل الغاء لهذا ال Blockingوبأسرع وقت ممكن حتى لو لم ينتهي زمن Duration of Add-on Stabilization والموجود في setting رقم 1262A.

أما بالنسبة لل Harmonic Restraint الظاهرة في الsetting .

Differential Protection - Settings Group A

General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Customize:

No.	Settings	Value
1201	Differential Protection	ON
1205	Increase of Trip Char. During Start	OFF
1206	Inrush with 2. Harmonic Restraint	ON
1207	n-th Harmonic Restraint	5. Harmonic

Differential Protection - Setting Group A

General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Settings:

No.	Settings	Value
1271	2nd Harmonic Content in I-DIFF	15 %
1272A	Time for Cross-blocking 2nd Harm.	oo Cycle

فقد قلنا أنه عند تشغيل محولات او shunt reactors فإنه سوف يتم سحب (inrush currents) عالية على Primary winding فقط ، مما يسبب ارتفاع قيمة الdifferential current .

ويمكن أن تصل قيمة تيار الاندفاع إلى عدة أضعاف التيار الطبيعي وبعد تحليل هذه التيارات باستخدام Fourier analysis وجد أنها تحتوي على نسبة عالية من 2nd Harmonic مقارنة بتيار العطل الحقيقي ، فكان من الممكن التمييز بين التيارات وعمل Diff Block في حال ارتفاع نسبة 2nd Harmonic current عن 15% من التيار الأساسي كما في setting 1271 .

يعني إذا كان التيار الأساسي 1.0A (تيار أساسي يعني تردده 50Hz) وكانت نسبة 2nd Harmonic current أعلى من 0.15A بتردد **(100Hz=50*2)** فسوف يقوم الريليه بعمل Diff block ، أما إذا التيار الأساسي 2.0A فيجب أن تكون نسبة 2nd Harmonic current أكثر من 2.0A*15% وتساوي 0.3A حتى يحدث Diff block.

Differential Protection - Setting Group A

General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Settings:

No.	Settings	Value
1276	n-th Harmonic Content in I-DIFF	25 %
1277A	Time for Cross-blocking n-th Harm.	oo Cycle
1278A	Limit IDIFFmax of n-th Harm.Restraint	1.5 I/InO

أما في حال حدوث overexcitation على المحول فسوف يؤدي الmagnetizing currents الناشئة من ارتفاع الجهد أو انخفاض التردد او كلاهما الى ارتفاع قيمة الdifferential current ، ووجد عند تحليل هذا النوع من التيارات يحتوي على odd harmonics ويمكن استخدام التوافقية الثالثة والخامسة لكشف هذه الظاهرة .

ولأن ال3th harmonic current يدور داخل ال Delta connection في المحولات ولا تخرج منه ، فلا يفضل استخدمها في الكشف عن حدوث الoverexcitation وأصبح استخدام ال5th harmonic هو الأكثر شيوعا، وبالطبع نسبة هذه التوافقيات تكون قليلة حالة الأعطال.

اذا كان التيار الأساسي 1.0A وكانت نسبة 5th Harmonic current أعلى من 0.25A بتردد(**250Hz=50*5**) فسوف يقوم الريليه بعمل Diff block ، أما اذا التيار الأساسي 2.0A فيجب ان تكون نسبة 5th Harmonic current أكثر من 2.0A*25% وتساوي 0.5A حتى يحدث Diff block.

ولأن ال Harmonic Restraint تعمل مع كل phase على حدى وبشكل مستقل فإن ارتفاع ال Harmonic أعلى من setting المحددة لها على R-phase ، فسوف يحدث Diff block على R-phase فقط ، بمعنى لو حدث Diff على الY-phase أو B-phase فسوف يصدرالريليه Trip.

وهناك خاصية يمكن استخدامها للريليه تسمى ب cross block function يمكن إذا فعلتها أن تقوم بعكس الDiff block الذي حدث على أحد الفازات على بقية الفازات التي لم يحدث عليها Diff Block.

يعني لو حدث ارتفاع في 2nd أو 5th Harmonic على R-phase وكانت ال**Cross block مفعلة** فإن Diff R-phase block سوف ينعكس على Y و B-phase ، يعني كل الفازات صارت Block، **أما اذا لم تكن الCross block مفعلة** فإن حدوث Block على R-phase يبقى على نفس الفيز ولا ينتقل لبقية الPhase ، وعادة في الFinal setting تكون Cross block مفعلة .

ويمكن أن يقتصر عمل ال Cross block على مدة محددة كما في 1277A setting .

أما بالنسبة Increase of trip Char خلال بدء التشغيل والظاهرة في setting 1205 .

Differential Protection - Settings Group A

General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

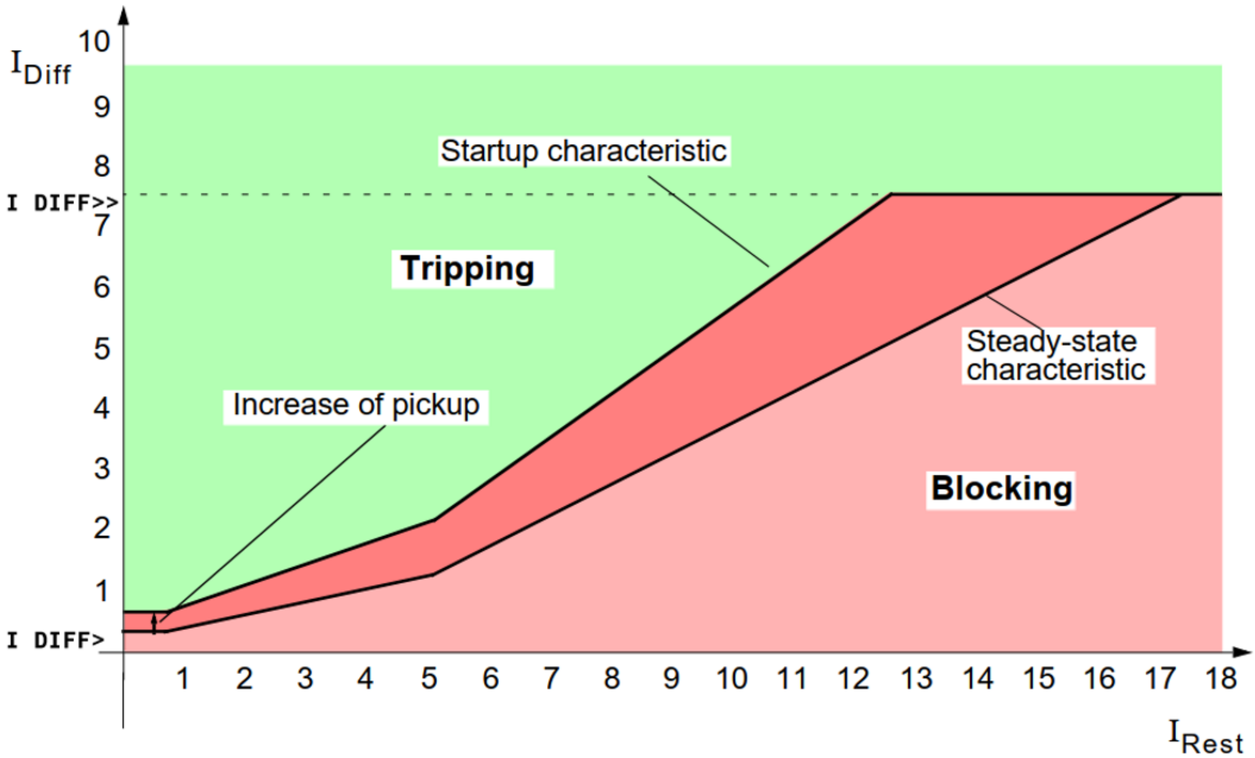
Customize:

No.	Settings	Value
1201	Differential Protection	ON
1205	Increase of Trip Char. During Start	OFF
1206	Inrush with 2. Harmonic Restraint	ON
1207	n-th Harmonic Restraint	5. Harmonic

General | I-Diff | Characteristic | Inrush 2.HM | Restr. n.HM

Customize:

No.	Settings	Value
1241A	Slope 1 of Tripping Characteristic	0.25
1242A	Base Point for Slope 1 of Charac.	0.00 I/InO
1243A	Slope 2 of Tripping Characteristic	0.50
1244A	Base Point for Slope 2 of Charac.	2.50 I/InO
1251A	I-RESTRAINT for Start Detection	0.10 I/InO
1252A	Factor for Increasing of Char. at Start	1.0
1253	Maximum Permissible Starting Time	5.0 sec
1261A	Pickup for Add-on Stabilization	4.00 I/InO
1262A	Duration of Add-on Stabilization	15 Cycle
1263A	Time for Cross-blocking Add-on Stabiliz.	15 Cycle

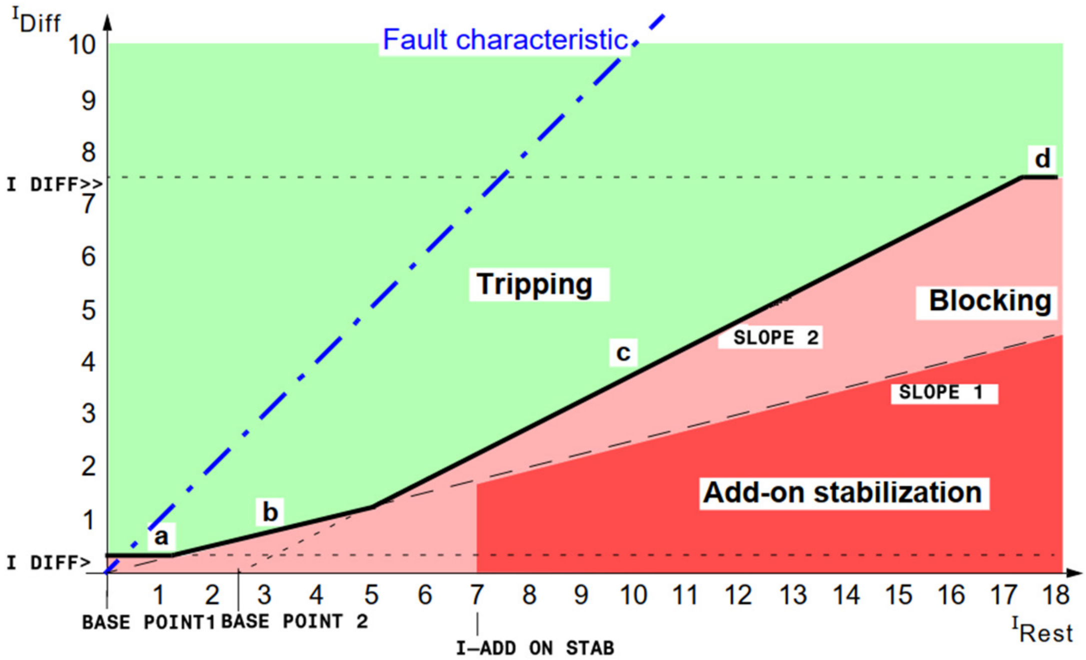


فنفعلها إذا أردنا رفع المنحنى أي تقليل حساسية الريليه وهو مناسب للحظة بدء تشغيل الmotors حتى نسمح بعبور الinrush current او Starting current لها وهذا يوفر لي أمان إضافي ضد أي تشغيل خاطئ متوقع للريليه.

في وضع التشغيل الطبيعي فإن قيمة restraining current تكون أكبر من normal current ، وإذا كانت ال restraining currentصفر فهذا دليل أن protected object غير شغال non-energized.

وبمجرد تشغيل protected object وبداية ارتفاع قيمة restraining current على أحد الفازات وبقيمة أقل من الSetting رقم 1251A ، يتم تفعيل خاصية زيادة IDiff> pickup value .

ويتم زيادتها من خلال ضرب IDiff< بالعامل رقم 1252A، ومع تغير ال IDiff< تتزحزح بقية المنحنيات shifted بشكل تناسبي ، وبالتأكيد لن تبقى لحظة الStarting للأبد فبعد زمن محدد موجود في الsetting رقم 1253 المفروض أن يعود المنحنى إلى طبيعته الأصلية .



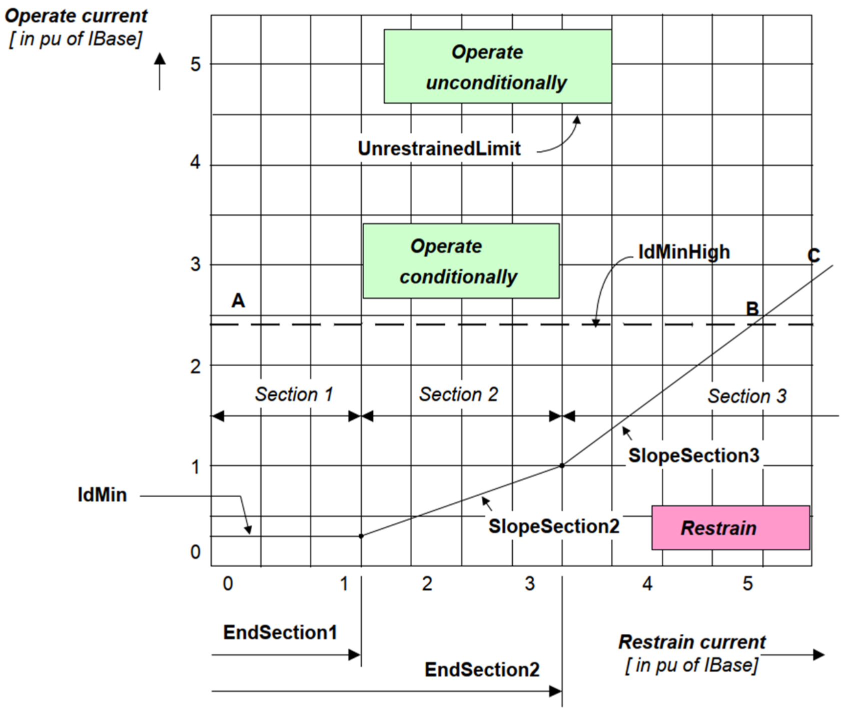
وخلاصة رسمة 7UT6 كالتالي :

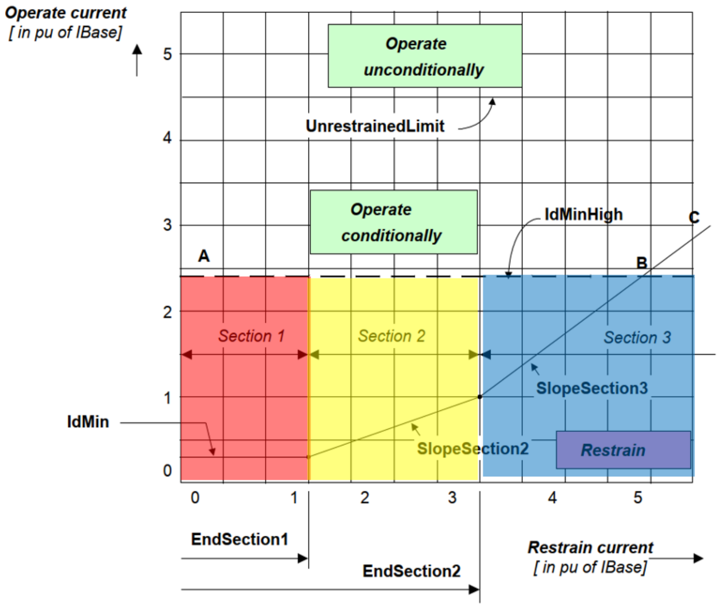
1. **Branch a** وهو الI Diff < ويمثل درجة حساسية ال differential protection مع الأخذ بالاعتبار الأخطاء الثابتة للتيار constant error current ومن الأمثلة عليها ال magnetizing currents .
2. **Branch b** فيأخذ بالاعتبار أخطاء التيار النسبية الناتجة من أخطاء عملية التحويل في CT's سواء من main CT's الرئيسية أو من Relay CT winding وتأخذ هذه المنطقة بالاعتبار أيضا أخطاء التيار الناجمة من تغير الTap changer لمنظم الجهد .
3. **أما Branch c** فيضمن لنا استقرار الDiff protection خاصة عند التيارات العالية والتي قد تؤدي إلى دخول أحد ال CT's في مرحلة الSaturation .
4. **أما Branch d** فيضمن لنا **تشغيل لحظي** للDiff protection بغض النظر عن ارتفاع قيمة ال restraining current أو حتى حدوث أي Block سابق بسبب Harmonics أو غيره .
5. **أما ال Add-on stabilization** فهي saturation indicator تتفعل خلال الExternal fault .

ABB Relay Characteristic

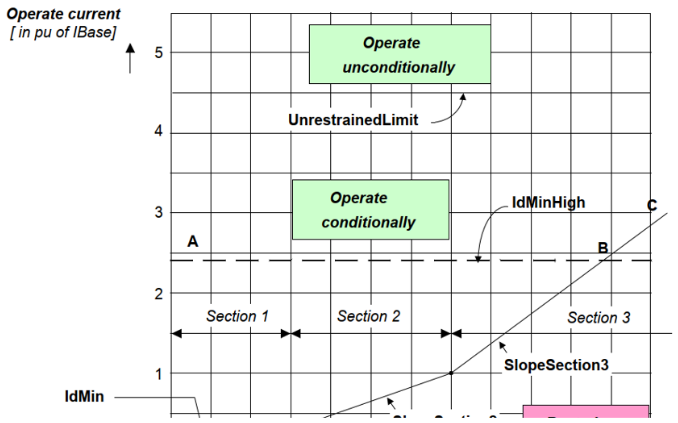
شرحنا فلسفة شركة SIEMENS بالتعامل مع ال Relay characteristic الخاصة بال Differential protection وفي هذا الجزئية من الكتاب نريد أن نسلط الضوء على فلسفة شركة الABB بالتعامل مع نفس هذا النوع من الحمايات باستخدام الRED670 Relays



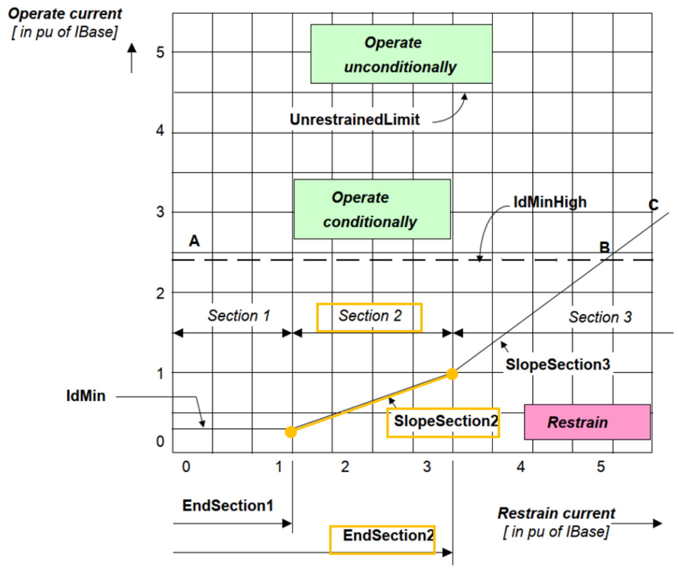




يتكون RED670 Diff characteristic من ثلاث مناطق او ثلاث مقاطع المنطقة الحمراء وهي section 1 و المنطقة الصفراء وهي section 2 والمنطقة الزرقاء وهي section 3

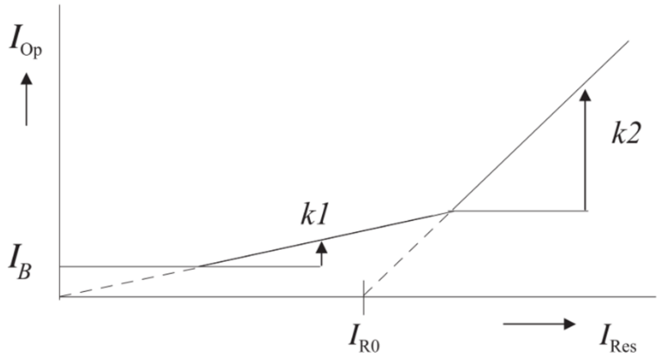


section 1 هو خط أفقي ثابت والميل له يساوي صفر وتم تلوينه اللون الأحمر ويبدأ من أقل قيمة حساسية للDiff protection والتي تسمى ب IdMin ، وينتهي هذا المقطع عند نقطة تعرف في الRelay setting باسم EndSection1 ، و default value لها 1.25 وهي القيمة الموصى بها من المصنع ، ويمكن اختيار أي قيمة للتحكم بدرجة الحساسية للجهاز .



أما section 2 فله ميل خاص به يعرف باسم SlopeSection2 ويبدأ من نقطة EndSection1 وينتهي بنقطة EndSection2 و default value لهذه النقطة 3.0 وهي القيمة الموصى بها من المصنع ، أما قيمة ال SlopeSection2 فيوصى بأن تكون 40% .

ويتميز هذا النوع من characteristic أنه ساعدك في إعطاء بداية ونهاية كل مقطع لكي تستفيد منها في إيجاد المعادلات ، على عكس ال SIEMENS الذي يعطيك تقاطع امتداد كل منحنى مع محور-X ، ومن ثم نقوم نحن بحساب بداية ونهاية كل جزء.



SIEMENS 7UT6

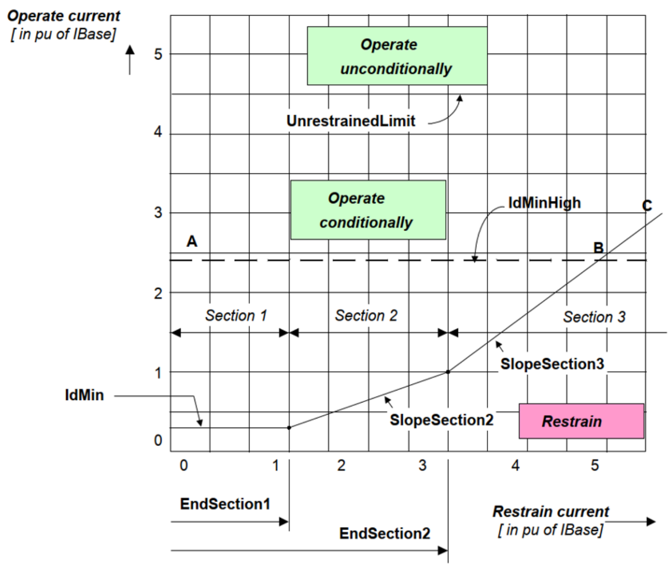
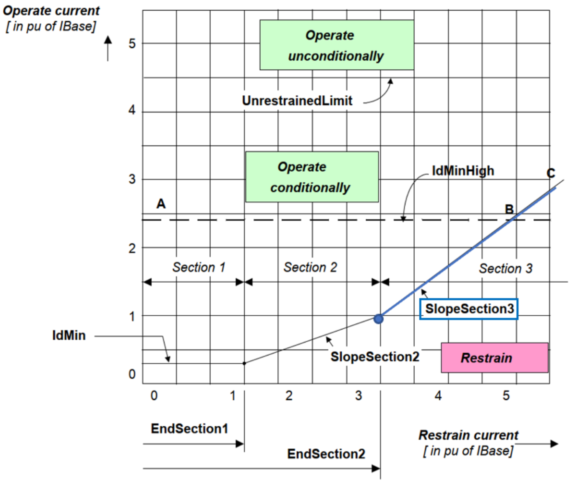
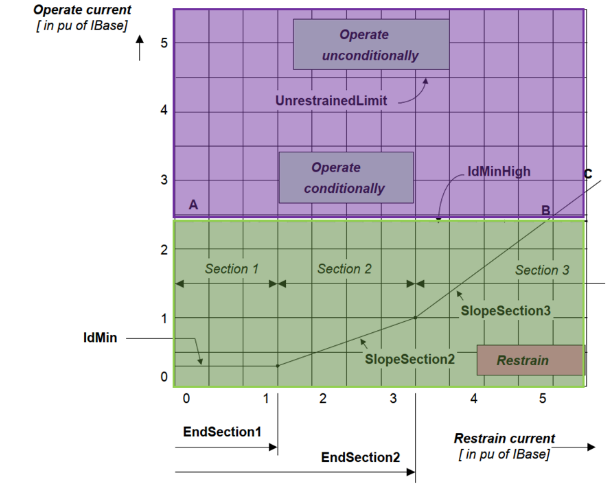


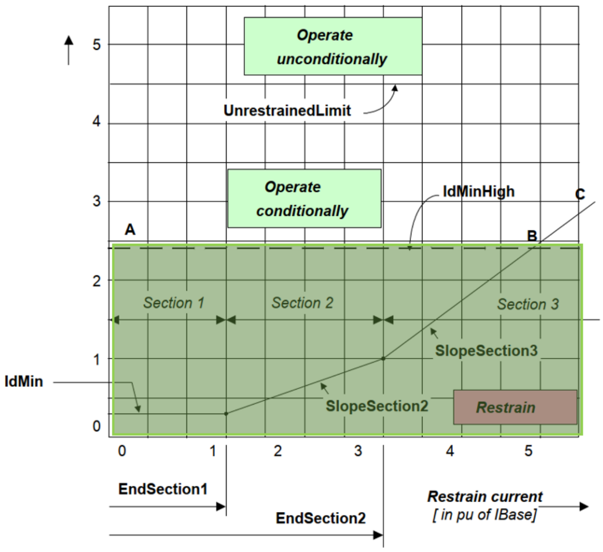
ABB RED670



أما بعد ال EndSection2 فيبدأ المنحنى الأزرق **بازدياد ميله** في منطقة section 3 ويعرف هذا الميل الجديد بإسم SlopeSection3 وبقيمة يوصى بأن تكون 80% .



ونلاحظ أيضا أن هذه الرسمة منقسمة إلى جزئين أحدهم علوي باللون البنفسجي والآخر سفلي باللون الأخضر والحد الفاصل بينهم هو IdMinHigh .

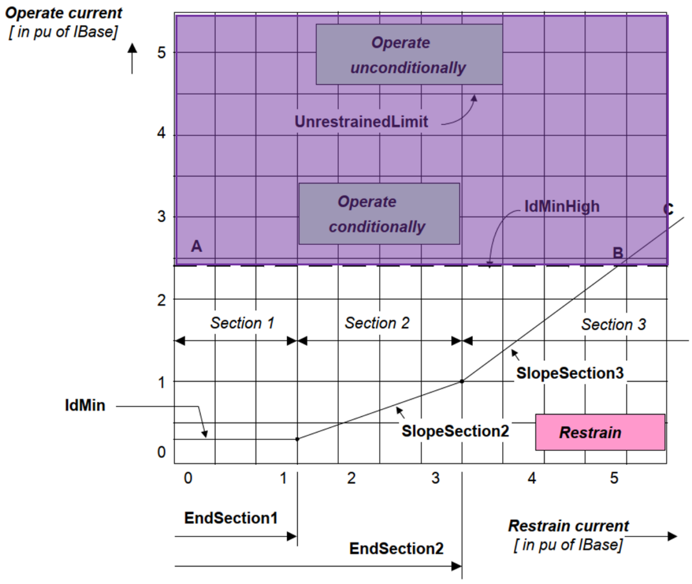


والفرق بينهم أن **المنطقة السفلية** تخضع لقواعد وشروط المنحنى أي إذا كانت قيمة الIdiff فوق المنحنى **فسوف يصدر الريليه قرار الTrip** وهذه المنطقة تسمى بOperate conditionally أي اشتغال مشروط ، وإذا كانت قيمة الIdiff تحت المنحنى **فلن يصدر الريليه قرار الTrip** ، وهذه المنطقة هي التي تسمى بRestrained Area. وفيها أيضا أنه إذا زاد نسبة 2nd Harmonic أو 5th Harmonic أعلى من قيمة ال set level المحددة فسوف يقوم الريليه بعمل Block حتى يتجنب التشغيل الخاطئ .

ويوصى بأن تكون second harmonic set level في حدود 15% من I2/I1 بينما fifth harmonic set level في حدود 25% من I5/I1، حيث I1 هو تيار التردد الأساسي 50 أو 60 هيرتز .

أما المنطقة العلوية فهي **لا تخضع** لأي شروط حتى تصدر إشارة الTrip وتسمى ب **Operate unconditionally** وتسمى أيضا ب Unrestrained area، فوصول قيمة Idiff إلى هذا الحد الكبير يعني إعلان حالة الطوارئ وإزالة جميع العوائق والعوالق التي احتمال أن تثبط عمله وبالتالي فهو لا يخضع لشروط المنحنى ولا ينظر إلى قيم ال harmonics التي وصلت إليه ولا إلى أي نوع من أنواع الDiff Block بمعنى أنه عمل bypass عليهم كلهم.

يعني باختصار إذا ارتفعت قيمة ال Idiff بشكل كبير جدا يعني طفي عقلك وانسى المنطق وأعطِ Trip وانتهى.



ما الفرق بين IdMin و IdMinHigh في RED670؟

عندما يكون الخط المراد حمايته في **حالة Dead** فعند تشغيله فإنه يمكن أن يؤدي ذلك إلى ظهور **transient charging currents** "تيارات شحن عابرة" وهذه التيارات قد تسبب differential currents ، وعليه فإنني أقوم بإجراء احترازي من خلال تقليل حساسية الريليه عن طريق رفع قيمة الIdiff setting إلى **IdMinHigh** بشكل أوتوماتيكي ومؤقت يتم تحديده بالSetting واسمه tIdMinHigh لحين مرور هذه التيارات .
ومن ثم بعد فترة قليلة نقوم بإرجاع حساسية الريليه كما كانت إلى وضعها الطبيعي وهو **IdMin**.

وكأنني قمت بعمل Blocking للDiff characteristic لفترة وجيزة ثم فعلتها مرة أخرى.

ويجب التنويه هنا أنه إذا كانت قيمة Idiff المقاسة **أقل من** IdMinHigh فإن الريليه سوف يصدر قرار الفصل **بعد هذا التأخير الزمني** tIdMinHigh ، واذا كانت قيمة Idiff **أكبر من** IdMinHigh فإن الريليه سوف يصدر قرار الفصل **بشكل لحظي** . instantaneous trip

ويمكن محاكاة هذه الحالة باستخدام الSequences من خلال عمل Pre fault current بقيمة صفر في المرحلة الأولى ومن ثم عمل Fault current **أقل من IdMinHigh** في المرحلة الثانية وبزمن **أكبر من tIdMinHigh** ، وسوف نلاحظ أن الريليه أصدر قرار الفصل بعد زمن tIdMinHigh .

ومن ثم نعيد الSequences مرة أخرى ولكن مع Fault current **أكبر من IdMinHigh** في المرحلة الثانية وسوف نلاحظ أن الريليه أصدر قرار الفصل بعد بشكل لحظي .

أما إذا كان الخط شغال و في حالة **Live** ومن ثم ارتفع قيمة التيار ، فإن RED670 سوف يقرر باستخدام خاصية **Negative Sequence Fault Discriminator** هل هذا العطل داخلي أم خارجي ؟

فإذا كان **العطل داخلي** Internal fault فنتعامل معه اعتمادا على الDiff characteristic المعروفة ويفصل بشكل لحظي .

أما اذا اكتشف الRED670 أنه **عطل خارجي** External fault فسوف يرسل إشارة بشكل مباشر الى الDiff protection لتفعيل **tIdMinHigh** لكي تبدأ بالعد التنازلي لإصدار الTrip signal إذا كانت قيمة Idiff المقاسة **أقل من** IdMinHigh ، وسوف تفصل لحظيا instantaneous trip إذا كانت قيمة Idiff **أكبر من** IdMinHigh .

ويمكن محاكاة هذه الحالة باستخدام الSequences من خلال عمل Pre fault current بقيمة rated current على الفازات الثلاث في المرحلة الأولى بزمن أكبر من ثانية واحدة ومن ثم عمل Internal Fault وسوف نلاحظ ان الريليه سوف يفصل بشكل لحظي.

ومن ثم نعيد الSequences مرة أخرى ولكن مع External fault **أقل من IdMinHigh** في المرحلة الثانية **وبزمن أكبر من tIdMinHigh** ، وسوف نلاحظ أن الريليه أصدر قرار الفصل بعد زمن tIdMinHigh .

ومن ثم نعيد الSequences مرة ثالثة ولكن مع External fault **أكبر من IdMinHigh** في المرحلة الثانية وسوف نلاحظ أن الريليه أصدر قرار الفصل بعد بشكل لحظي .

والخلاصة حتى الآن هي أنني استخدم IdMinHigh في حالتين :

1. the line is energized
2. when a fault is classified as external

أما الحالة الثالثة لاستخدام ال **IdMinHigh** فهو عند بداية تشغيل المحول وظهور inrush current ، عادة ما يكون الTransformer Tap changer مركب جهة الHV لأن التيار فيه أقل وهذا يقلل من الشرارة الناشئة من تغيير الtaps،فبمجرد تشغيل المحول من جهة الHV يمر inrush current في جهة الHV فقط ، حيث لا زالت جهة الLV مفتوحة ، وتعتمد قيمتها على قيمة ال Transformer Tapالمختارة ، وكما قلنا من قبل بأن ال **inrush current غنية بنسبة عالية من ال harmonics.**

فإذا كانت قيمة differential currents المقاسة **أعلى من Idiff المحسوبة من Diff C/C وأقل منIdMinHigh** فإن ال output logic **لن يصدر أي trip** بسبب ال Diff Block الناشئة من harmonics 2nd التي **تجاوزت** قيمة ال setting الموضوعة لها ونفس الكلام ينطبق على 5th harmonics ، ولكن الRelay **سوف يصدر الTrip** في حال أن التيار لا يحتوي على نسبة عالية من التوافقيات أي أنها **لم تتجاوز** الsetting المحددة لها .

$$If\ (\ I_{d@CC} < I_{diff} < I_{dMinHigh})$$
$$Then$$
$$I_{diff} > 2^{nd}, 5^{th}\ harmics\ setting = \color{red}{Blocking}$$
$$I_{diff} < 2^{nd}, 5^{th}\ harmics\ setting = \color{red}{Operating}$$

أما إذا كانت قيمة differential currents المقاسة **أعلى من IdMinHigh** فإن ال output logic **سوف يصدر قرار trip** حتى لو تجاوزت قيمة 2nd harmonics قيمة ال setting الخاصة بها ، وهذا الإجراء سوف يجعلني أتجنب أي unwanted trips وخاصة بداية تشغيل المحولات .

$$If \ (I_{diff} > I_{dMinHigh})$$
$$Then$$
$$I_{diff} > 2^{nd}, 5^{th} \ harmics \ setting = {\color{red}Operating}$$
$$I_{diff} < 2^{nd}, 5^{th} \ harmics \ setting = {\color{red}Operating}$$

ويوصى بأن تكون قيمة IdMinHigh في أغلب الحالات :

$$IdMinHigh \geq 100\% \times IBase$$

أما اذا كان هناك power transformer من ضمن المنطقة المراد حمايتها فيوصى أن تكون قيمتها :

$$IdMinHigh \geq 200\% \times IBase$$

بشرط أن يكون transformer nominal current أكبر من 50% من IBase واذا لم يتحقق الشرط فتبقى :

$$IdMinHigh \geq 100\% \times IBase$$

أما بالنسبة لل tIdMinHigh فيوصى بأن يكون على زمن **ثانية واحدة** فقط ، أما إذا كان المحول جزء من المنطقة المراد حمايتها فيجب أن يصل إلى **60 ثانية.**

**والخلاصة هي أنني استخدم IdMinHigh في ثلاث حالات :

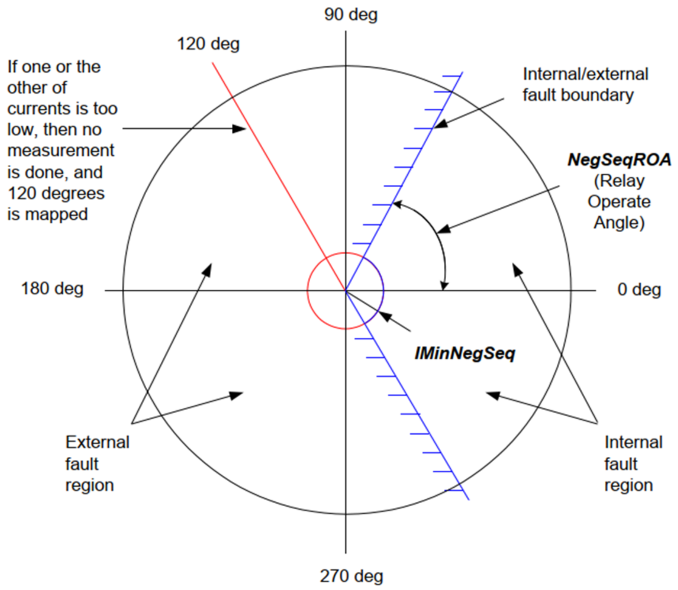
1. the line is energized
2. when a fault is classified as external
3. when a tap transformer is switched in

كيف يقوم الRED670 بالتمييز بين الأعطال الداخلية والخارجية ؟

في البداية جهاز الRED670 يقوم على 3 Analysis رئيسية:

1. Differential And Bias Current Analysis
2. 2nd And 5th Harmonic Analysis
3. Negative Sequence Current Analysis

والهدف من التحليل الثالث هو التمييز بين الأعطال الداخلية والخارجية ، ومبدأ عمله أنه يقوم بعمل مقارنة **بين زاوية المجموع الاتجاهي** لجميع الlocal negative sequence **local** current **وزاوية المجموع الاتجاهي** لجميع Remote negative sequence currents **Remote** .



حيث نلاحظ في هذه الOperating characteristic التي من خلالها نستطيع التمييز بين الأعطال الداخلية والخارجية ، أنه يوجد لدينا عاملين أساسين لتحديد اتجاه الأعطال وهما تيار **IminNegSeq** و الزاوية **NegSeqROA** .

في الوضع الطبيعي والمثالي إذا دخل تيار إلى protected object ومن ثم خرج منه ، فإن فرق الزاوية بين كلا التيارين الذاهبين إلى الريليه سيكون 180 درجة ، فإذا كان فرق الزاوية بين كلا التيارين يساوي صفر مثلا فهذا دليل أن كلا التيارين داخلين إلى الجزء المراد حمايته وهذا يعني أن كلا التيارين ذهبوا لتغذية عطل ما بينهما .

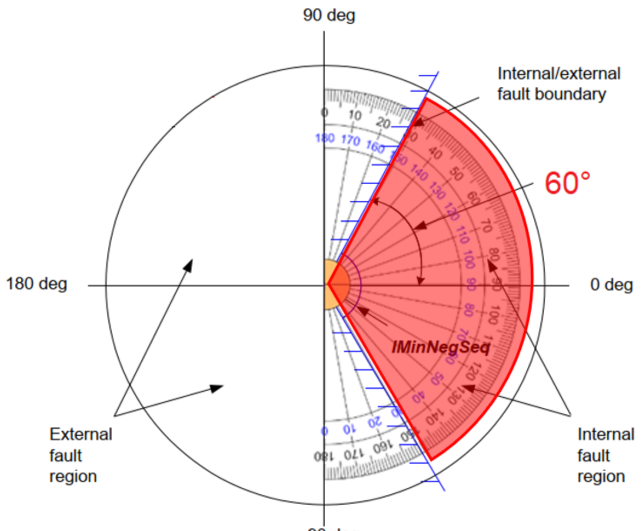
فالوضع المثالي يخبرني أن الزاوية 180 درجة هي دليل على أن التيار يمر بشكل طبيعي أو أن هناك عطل خارجي ، بينما الزاوية صفر هي أكبر دليل على أن هناك عطل داخلي.

ويستطيع الريليه التمييز بين التيار الطبيعي والعطل الخارجي من خلال قياس قيمة ال negative sequence currentعلى كل طرف ومن ثم مقارنتها بـIminNegSeq setting والتي عادة ما يوصى بأن تكون I Base*0.04 ، حيث **IBase** هي **CT rated current**.

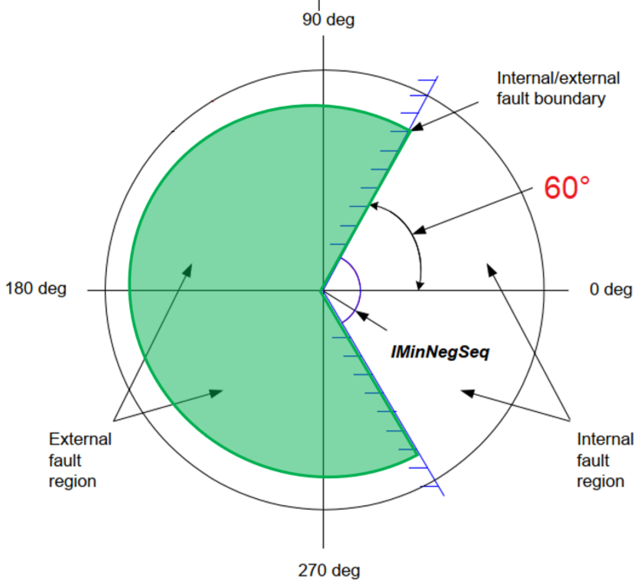
- فإذا كانت قيمة ال negative sequence current المقاسة **أعلى** من الـIminNegSeq setting **وبزاوية 180** درجة فهذا يعني أن **العطل خارجي** ، وبالتالي تصبح IdMinHigh هي أقل قيمة Diff current setting يمكن أن تؤخذ بالاعتبار عن إصدار الـTripping signal.
- وإذا كانت القيمة المقاسة **أقل** من هذه ال setting **وبزاوية 180** درجة فهذا يعني أنه **تيار الحمل الطبيعي** . فلا تقوم بعمل أي Action .
- أما اذا كانت **أعلى** من هذه ال setting **وبزاوية صفر** درجة فهذا يعني أن **العطل داخلي** و أنني يجب أن اعتمد على Diff C/C لإصدار ال Tripping signalالـ لحظيا.

عمليا وبسبب أخطاء القياس الناتجة من CT saturation أو أختلاف الـphase angles لكل source ، فإنه يتوجب علينا وضع عامل أمان safety margin لهذه الزاوايا التي تمييز بين الأعطال الداخلية والخارجية ، فموضوع التمييز هذا ليس كالاختيار بين الأبيض والأسود ، وإنما هناك بعض المرونة في اختيارها من خلال استخدام ما يسمى ب **ROA** (Relay Operate Angle) setting .

هذه الزاوية عادة ما يوصى بأن تكون 60 درجة في أغلب الحالات ، لكي تحقق لي أمان وموثوقية في نفس الوقت ، ولكن في الخطوط الطويلة يجب عمل دراسات مفصلة لاختيار الزاوية المناسبة لـROA ، بسبب اختلاف phase angle للـsource voltages في نهايات الخطوط .



وبالتالي فإن **حدود** منطقة ال**Internal fault** إذا افترضنا ان الROA **تساوي 60 درجة** وقيمة تيار ال negative sequence أعلى من ال setting IminNegSeq هو عندما تكون فرق زاوية الnegative sequence current من **[6+0°,6-0°]** مرورا بالصفر .



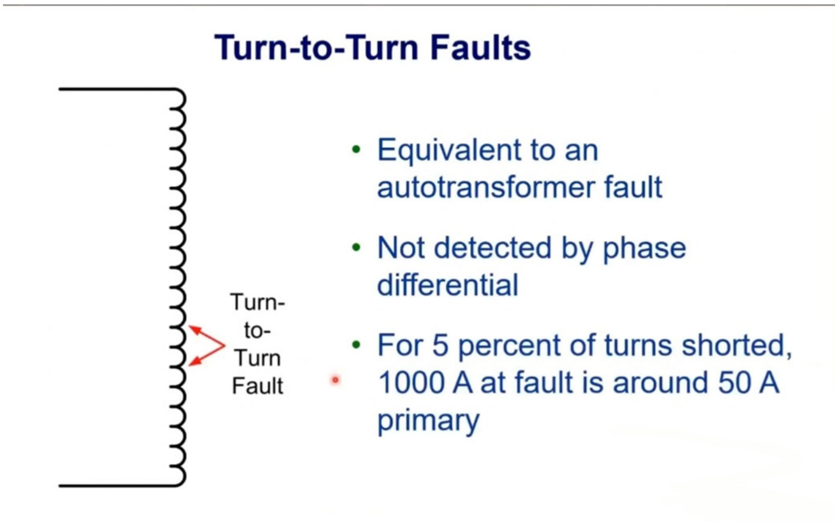
وحدود منطقة ال**External fault** من **[6-0°,6+0°]** مرورا بال180 درجة .

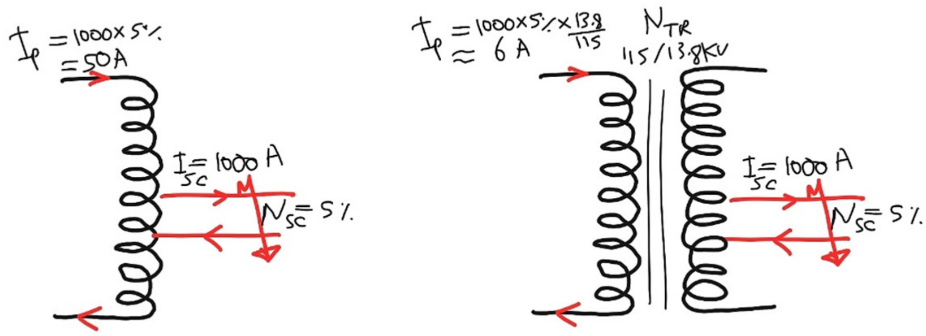
*__ملاحظة__ : قيمة ال negative sequence current المقاسة يجب أن تكون **أعلى** من ال setting IminNegSeq على **كلا الطرفين معا** ، فإذا كان أحد الطرفين أو كلاهما أقل من ال Setting فلا تتم أي عملية مقارنة او قياس ، وعندها يقوم الريليه بوضع قيمة زاوية ال negative sequence current على أنها 120 درجة .

فإذا سحبت القراءات من الريليه ووجدت أن زاوية negative sequence current قريب من 120 درجة فهذا **مؤشر** ودليل على أن الريليه **لم يتمكن** من عمل أي مقارنات وبالتالي **لم يتم** تصنيف العطل على أنه داخلي أو خارجي ، و120 درجة هنا **لا تدل** على أن العطل في منطقة الExternal fault .

ونريد التنويه أيضا أن خاصيةNegative Sequence Current Analysis تستخدم أيضا في الحماية التفاضلية للمحولات في RET670، لاكتشاف الأعطال التي قد تحدث في الwinding الواحد للمحول ، فيما يعرف اصطلاحا ب"Inter-turn faults"، حيث أنه من الصعب اكتشاف ذلك باستخدام الأسلوب التقليدي المعتمد في الوقاية التفاضلية للمحولات.

فالعطل - الحاصل بين الملف نفسه- يندرج تحت تصنيف الأعطال غير المتماثلة مما يعني تسببه بنشوء مركبات تيار سالبة " Negative sequence currents" .

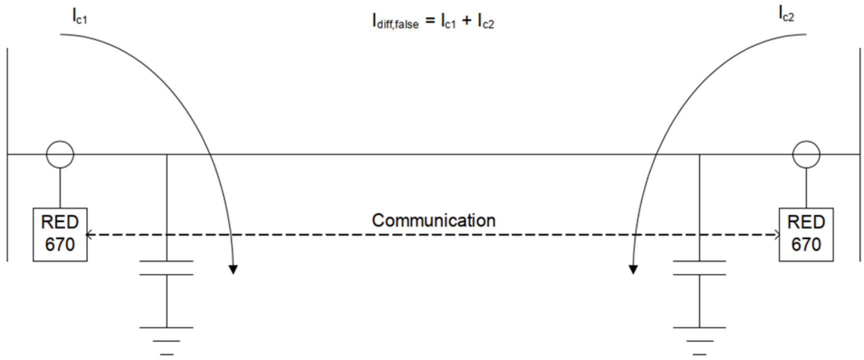




Turn-to-turn fault at HV side

Turn-to-turn fault at LV side

ماذا يحدث عند تفعيل charging current compensation؟



قلنا سابقا أن هناك capacitances بين الفيزات مع بعضها او بين كل فيز مع الأرض ، وهذه المكثفات تنشئ ما يسمى ب تيار الشحن line charging currents والتي يمكن رؤيتها من خلال الريليه وكأنها false differential currents والتي ممكن أن تسبب تشغيل خاطئ للريليه، وتعتمد قيمة تيار الشحن على line capacitance و system voltage ، حيث يمكن حساب positive sequence line charging current من خلال هذه المعادلة :

$$I_{Charge} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot XC1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \frac{1}{2\pi f \cdot C_1}}$$

where:

U	is system voltage
X_{C1}	is capacitive positive sequence reactance of the line
f	is system frequency
C_1	is positive sequence line capacitance

ولتجاوز هذه المشكلة فإننا نستخدم تقنية charging current compensation، فإذا تم تفعيها فإن الريليه سوف يقوم بقياس قيمة جميع ال false differential currents عند التردد الأساسي وتحت الظروف الطبيعية Normal conditions **وبغض النظر عن مصدرها** ، ومن ثم يقوم **بطرحها** من الdifferential current الفعلية لجعل قيمة differential current تقترب من الصفر في الوضع الطبيعي .

وذلك حتى نتجنب حدوث أخطاء في قراءة differential current الحقيقية ولتحقيق حساسية عالية للجهاز ، وخاصة مع الخطوط الهوائية الطويلة والكوابل، ويتم عمل هذا الإجراء لكل Phase على حدى .
ويمكن قراءة جميع التيارات التي تم التخلص منها تحت بند ICHARGE وهي أحد القراءات التي يمكن سحبها من الريليه ويتم تحديثها كل 50mesc ما دام تحقق وجود Normal conditions.

وال Normal conditions تتحق إذا لم يكن هناك أي start signals ، ولم يكتشف حدوث أي اعطال سواء داخلية أو خارجية ، بالإضافة أن power system في حالة symmetrical وهكذا ...

ولكي نتجنب حدوث أي خطأ في قراءة ال differential current لحظة العطل ، فإنه يتم **تجميد** عمل هذه ال compensation بمجرد اكتشاف أن هناك ظروف عطل قد تحققت ، وبناء عليه فإنه **يمكن أن لا** يؤخذ بالاعتبار قيم pre-fault charging current عند اختيار قيمة Idmin في الSettings.
أما مصدر ال false differential currents فيكون من :

1. تيارات الشحن التفاضلية الناشئة من الStary capacitance .
2. التيارات التفاضلية الصغيرة الناشئة من عدم تماثل محولات التيار .
3. أو الناشئة من Transformer tap changer داخل المنطقة المحمية .

إذن ، الخلاصة أنه في ال**Normal load** :

$$I_{diff} = I_{charge}$$

$$I_{diff-Actual} = I_{diff@Normal\ load} - I_{charge}$$

فإذا كانت ال charging current compensation=**ON**

$$I_{diff} = Zero$$

$$I_{charge} = Measured\ value$$

$$The\ setting\ of\ \boldsymbol{IdMin}\ must\ be: IdMin \geq ICharge$$

أما اذا كانت ال charging current compensation=**OFF**

$$I_{diff} = I_{charge}\ (Measured\ value)$$

$$I_{charge} = Not\ applicable\ (N/A)$$

$$The\ setting\ of\ \boldsymbol{IdMin}\ must\ be: IdMin \geq 2.5 \times ICharge$$

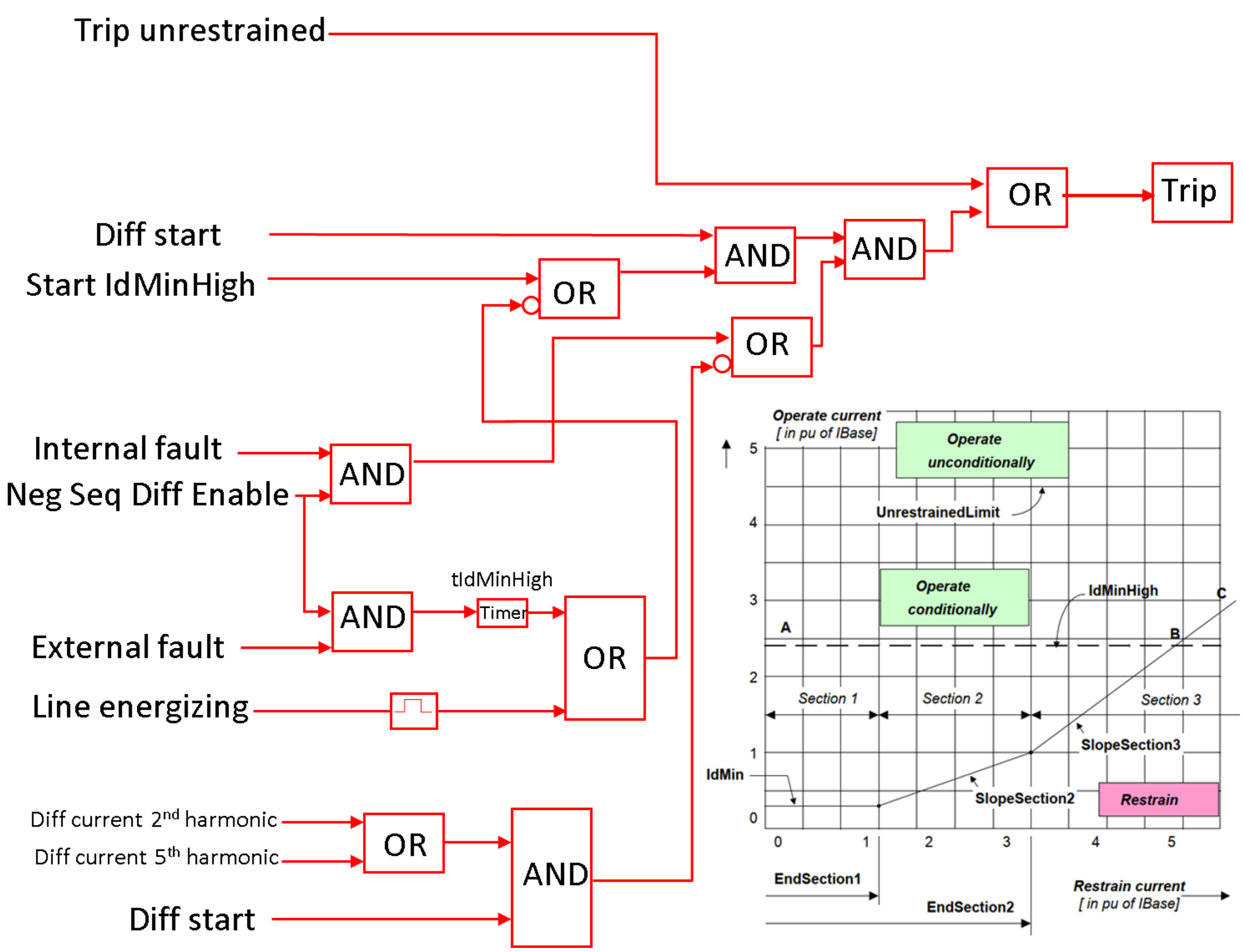
وبشكل عام ينصح بأن تكون الإعدادات العملية النهائية

$$IdMin \geq 20\% \times IBase$$

وإذا كان هناك power transformer من ضمن المنطقة المحمية فإنه يوصى زيادة ال setting بأن تكون :

$$IdMin \geq 30\% \times IBase$$

وهذا ال Diff logic diagram يلخص لي كل هذه الحالات المتعلقة بRED670 .



ملاحظات على Diff logic diagram الخاص بRED670

1. إذا كان الDiff protection أصدرت Start signal يعني شعر بأن هناك فرق تيار مقاس **أعلى من Idiff المحسوبة من Diff C/C** ، فإن هذه الإشارة تنتقل إلى مرحلة إلى Tripping signal بشروط :

- أن يتم تصنيف العطل من قبل تقنية الNegSeqDiff على أنه **عطل داخلي** Internal fault **وليس عطل خارجي** External fault .
- أن يكون مستوى 2nd,5th harmonics **أقل من** Set level الموضوعة لهم
- واذا كانت ال charging currents compensationمفعلة ، فإن الريليه سوف يطرح قيمة ICHARGE من قيمة differential current في هذه الحالة ، فاذا بقيت محصلة فرق التيار النهائية أعلى من ال setting **IdMin** فإن الريليه سوف يصدر ال Tripping signal.

2. إذا كانت قيمة Diff current أعلى من unrestrained limit فإن ال Tripping signal سوف تصدر بشكل مباشر بغض النظر عن وجود أي harmonics وبدون الاعتماد على Negative sequence discriminator ، فالهدف منه هو تحقيق ال fast tripping للأعطال الداخلية والإعداد الموصى به هو 120٪ من أعلى مجموع الأخطاء المتوقعة للتيار التي ممكن أن تظهر على الجزء المراد حمايته لحظة العطل والتي تسمى ب Through fault current.

وإذا كانت قيمة ال Through fault currentالمحسوبة قريبة من قيمة maximum differential currents المتوقعة لحظة ال internal faults وخاصة في **الخطوط القصيرة** أو عند استخدام ال**1 ½ breaker bay** فمن الأفضل الامتناع عن استخدام unrestrained limit وإلغاءها يتم من خلال رفع الSetting لها إلى أقصى قيمة Idunre = 50 * IBase .

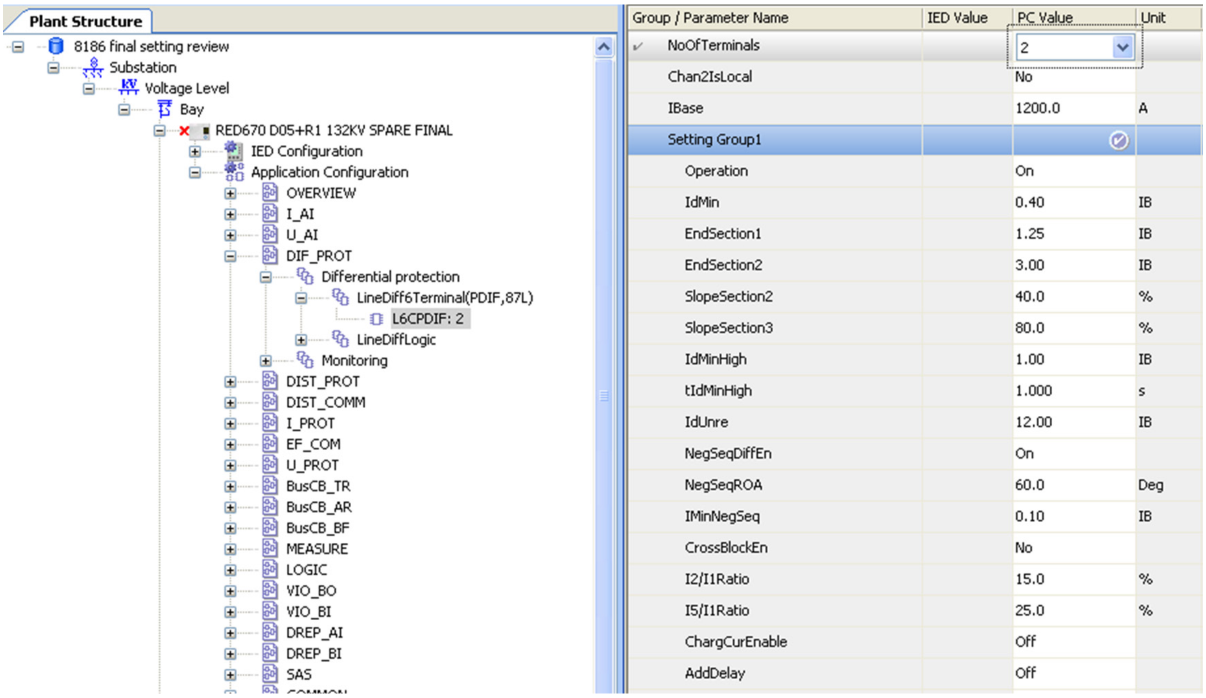
أما في الخطوط الطويلة فغالبًا ما يكون through fault current أقل بكثير من maximum differential current عند الأعطال الداخلية ومن السهل حساب unrestrained level setting لها .

3. إذا تم تصنيف العطل أنه **عطل داخلي** ، وحصل في نفس الوقت harmonics ، فإذا كان ال Diff current **أقل** من مستوى IdMinHigh ، سوف يعمل Diff block حتى لو كان العطل داخلي ، أما إذا كان ال Diff current **أكبر** من مستوى IdMinHigh، فلن يكون هناك أي Diff block بسبب harmonics .

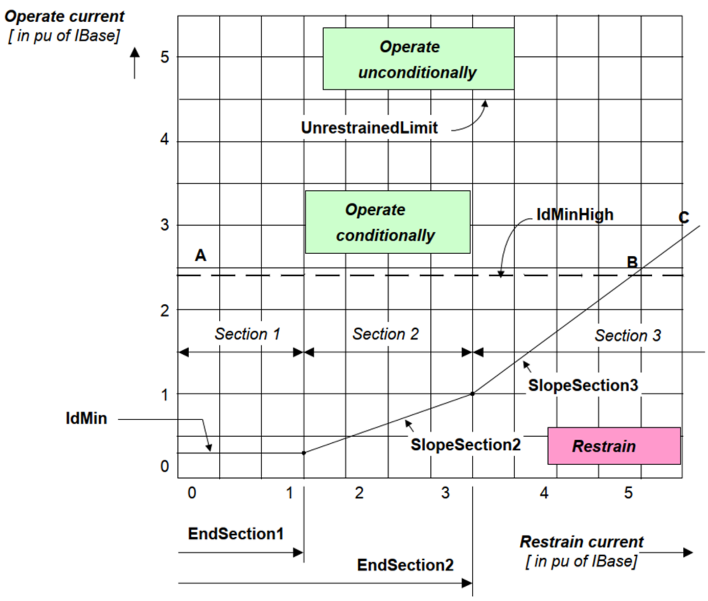
4. إذا تم تصنيف العطل أنه **عطل خارجي** ، فإن قيمة ال IdMinHigh هي التي سوف يتم اعتمادها فقط لإصدار ال Tripping ، يعني أي قيمة أقل منها لن تحصل على Trip مهما كان .

مثال:

ارسم ال Tripping characteristicالخاصة ب Differential Protection RED670 والخاص بشركة ABB ومن ثم اكتب المعادلات الخاصة بها و المتعلقة بالSettings المستخرجة من برنامج PCM600 :

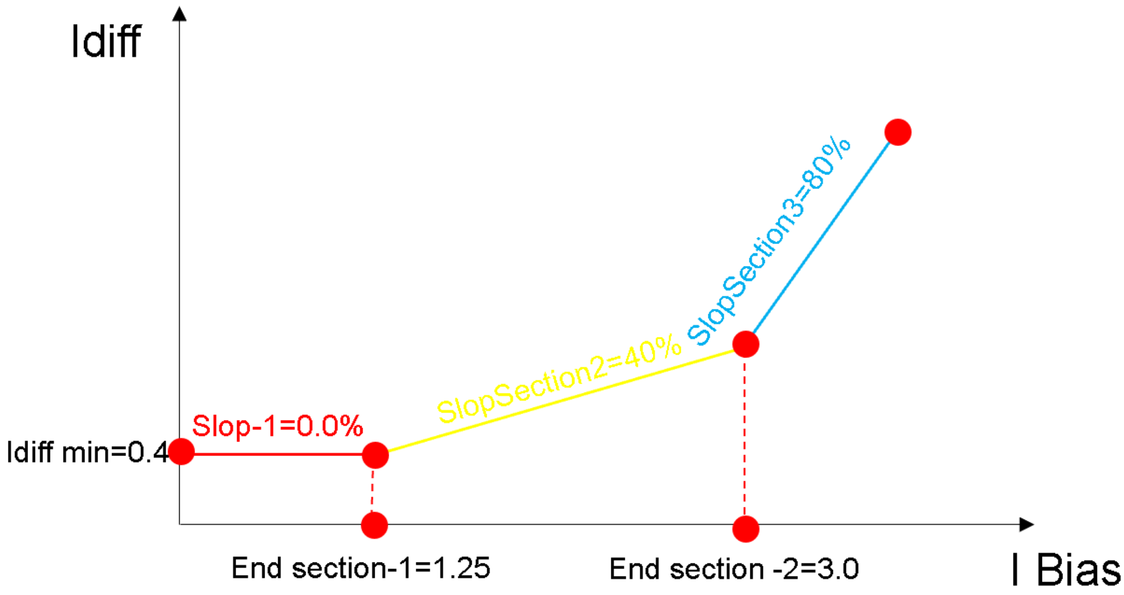


Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit
NoOfTerminals		2	
Chan2IsLocal		No	
IBase		1200.0	A
Setting Group1			
Operation		On	
IdMin		0.40	IB
EndSection1		1.25	IB
EndSection2		3.00	IB
SlopeSection2		40.0	%
SlopeSection3		80.0	%
IdMinHigh		1.00	IB
tIdMinHigh		1.000	s
IdUnre		12.00	IB
NegSeqDiffEn		On	
NegSeqROA		60.0	Deg
IMinNegSeq		0.10	IB
CrossBlockEn		No	
I2/I1Ratio		15.0	%
I5/I1Ratio		25.0	%
ChargCurEnable		Off	
AddDelay		Off	



إن أول خطوة في الرسم هو الذهاب إلى المانيوال الخاص بهذا الريليه واستخراج تفاصيل Tripping Characteristic منه .

الآن نريد تحديد **عدد الخطوط** في هذه ال Characteristicومن ثم إيجاد **معادلة الخط المستقيم** لكل خط على حدى وإيجاد **نقطة التقاطع** بين كل خطين .



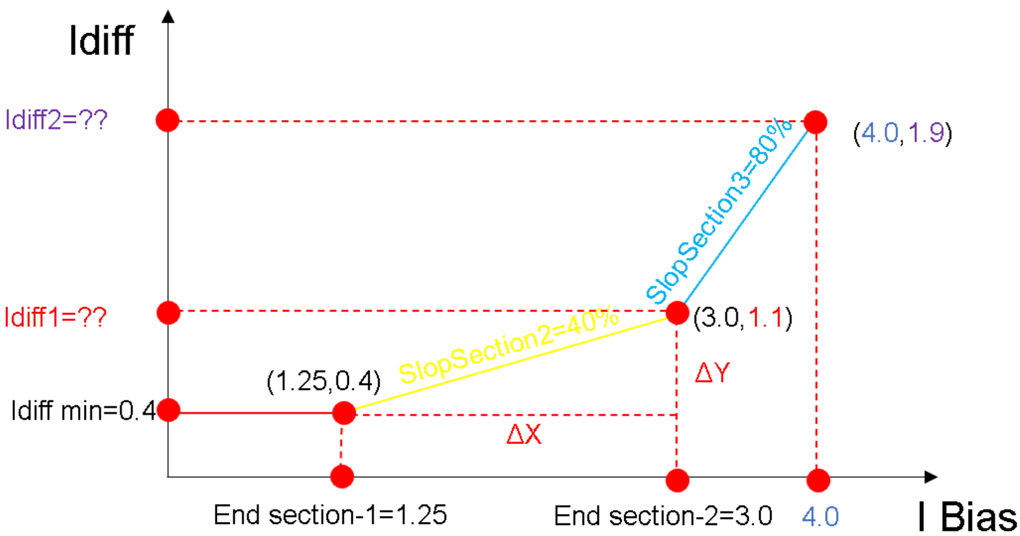
وبما أن الريليه ساعدنا وقدم لنا بداية ونهاية كل مقطع فأصبح من السهل إيجاد النقطة بين الخط الأول والثاني (1.25,0.4) حيث 1.25 يمثل الX-axis وهو الIBias و0.4 يمثل الY-axis وهو Idiff.

أما نقطة التقاطع بين الخط الثاني والثالث فيتم إيجادها من معادلة ميل الخط الثاني بكل سهولة .

$$Slop = \frac{\Delta Y}{\Delta X}$$

وبما أن الريليه ساعدنا وقدم لنا بداية ونهاية كل مقطع فأصبح من السهل إيجاد النقطة بين الخط الأول والثاني (1.25,0.4) حيث 1.25 يمثل الX-axis وهو الIBias وال0.4 يمثل الY-axis وهو Idiff.

أما نقطة التقاطع بين الخط الثاني والثالث فيتم إيجادها من معادلة ميل الخط الثاني بكل سهولة .



$$SlopSection2 = \frac{(\text{Idiff1} - \text{Idiff min})}{(End\ section2 - End\ section1)}$$

$$40\% = \frac{(\text{Idiff1} - 0.4)}{(3.0 - 1.25)}$$

$$40\%(3.0 - 1.25) = (\text{Idiff1} - 0.4)$$

$$40\%(3.0 - 1.25) + 0.4 = (\text{Idiff1})$$

$$(\text{Idiff1}) = 1.1$$

$$SlopSection3 = \frac{(\text{Idiff2} - \text{Idiff1})}{(4.0 - End\ section2)}$$

$$80\% = \frac{(\text{Idiff2} - 1.1)}{(4.0 - 3.0)}$$

$$80\%(4.0 - 3.0) = (\text{Idiff2} - 1.1)$$

$$80\%(4.0 - 3.0) + 1.1 = (\text{Idiff2})$$

$$(\text{Idiff2}) = 1.9$$

Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-1	Idiff=Idiff min=0.4	0≤ Ibais≤ 1.25	Idiff>0.4
Line-2	Idiff1= SlopSection2*(Ibias-End section1) + Idiff min	1.25≤ Ibais≤ 3.0	0.4< Idiff >1.1
Line-3	Idiff2= SlopSection3*(Ibias-End section2) + Idiff1	Ibais≥3	Idiff>1.1

ويمكنك إيجاد أكثر من نقطة على كل منحنى ومن ثم اختبارها ، حيث يتم اختبارها من خلال حقن قيمة الـIbias تساوي 3 امبير مثلا ومن ثم التأكد من أن الريليه لن يصدر أي Trip طالما أن قيمة Idiff أقل 1.1 امبير.

وهناك Excel sheet خاص بحساب RED670 Diff protection ، تقوم بإدخال الـsetting وقيمة الـIbias على كل section وسوف يعطيك قيمة الـIdiff المتوقعة حسابيا .

DIFFRENTIAL PROTECTION						
L3D	Idmin	0.4	Id section 1	0.4		
	End Section1	1.25	Id section 2	1.1		
	End Section2	3	Id section 3	1.9		
	Slop Section2	0.4				
	Slop Section3	0.8				
	Ibase	1				
	IBias section1	1				
	IBias section2	3				
	IBias section3	4				
Section 1		0 ≤ IBias ≤ End Section1*IBase				
Slop section 2		Endsection1*IBase ≤ IBias ≤ Endsection2*IBase				
Slop section 3		IBias ≥ End section2*IBase				

حيث لاحظ أنه إذا تم إدخال قيمة Ibias=1 في Section1 فإن قيمة Id=0.4 وإذا تم إدخال قيمة Ibias=3 في Section2 فإن قيمة Id=1.1 ، وإذا تم إدخال قيمة Ibias=4 في Section3 فإن قيمة Id=1.9.

ويجب عليك تعلم الحسابات بشكل يدوي قبل استخدام هذا الـExcel sheet ، حتى أنت تكون المتحكم فيه ، لأنه وصلني مرة Excel sheet لأحد الريليهات وكانت حساباته كلها خاطئة ، فلا تعتمد عليها بشكل أساسي.

كيف يمكن أن نحقق Ibias تساوي 3 امبير؟

من المعروف أن كل الريليهات تتشابه في حساب ال Idiff ، ولكنها تختلف فيما بينها في حساب الIbias كما ذكرنا سابقا ، وعند العودة إلى مانيوال الRED670 ، سنجد أنه يختار **أكبر قيمة** بين تيارات ال3phases على أنها قيمة الIbias ويعممها على الفازات الثلاث ، حيث قلنا أن الR phase هو Diff protection مستقل لوحده والY phase هو Diff protection مستقل لوحده والB phase أيضا مستقل لوحده .

فإذا قمنا بحقن ثلاث فازات على Local relay

IR=3.0L0° و IY=0.5L240° و IB=0.2L120°

فإن قيمة الIbias هي 3.0 وعند سحب القراءات من الريليه سوف تكون القيم بال Primary values أي مضروبة بCT Ratio ، فإذا كانت الCT Ratio=800/1 فإن قيمة الIbias المسحوبة سوف تكون قريبة من 3*(800/1)=**2400A** وهذه القيمة **تعمم** على الفازات الثلاث ، أما قيمة ال Idiff على الR phase فهو الفرق تيار Local R phase و تيار Remote R phase .

وال Local R phase= 3.0 و Remote R phase=0.0وبالتالي IDL1=3.0 وعند سحب القراءات من الريليه فإن IDL1=3*(800/1)= 2400A .

أما IDL2=0.5*(800/1)= 400A ، IDL3=0.2*(800/1)= 160A وكما قلنا فإن قيمة Ibias @3A يقابلها في المنحنى Idiff @1.1A، وهذا يعني أن قيمة ال Idiffيجب أن تزيد على 1.1 على أي فيز من الفازات الثلاث لكي يصدر الريليه Tripping signal ، وبما أن ال IDL1=3.0 **وهو أكبر من** 1.1A **فسوف يصدر** **Diff Trip Signal** على Red phase only.

وبما أن IDL2=0.5 و IDL3=0.2 **أقل من** 1.1A **فلن يصدر أي** **Diff Trip Signal** لا على الY Phase ولا حتى الB phase.

وبما أن ال Diff Trip Signal هي عبارة عن OR gate بين Diff Trip على الفازات الثلاث ، يعني ان الOutput contact سوف يغلق بمجرد عمل Diff على أي من الفازات الثلاث ، فلا يفضل اختبار الDiff باستخدام الOutput contact لأنه سوف يكون مغلق دائما بمجرد عمل أي فيز من الفازات الثلاث .

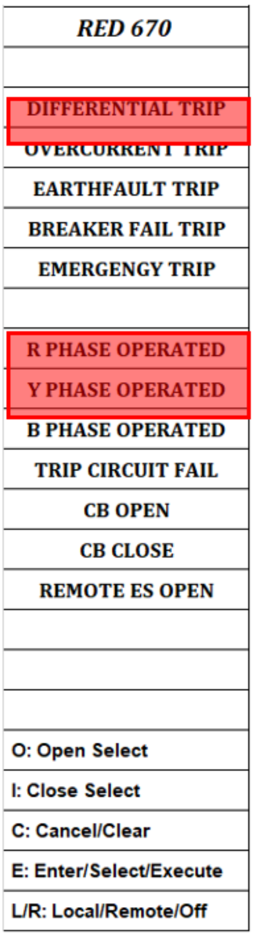
RED 670
DIFFERENTIAL TRIP
OVERCURRENT TRIP
EARTHFAULT TRIP
BREAKER FAIL TRIP
EMERGENGY TRIP
R PHASE OPERATED
Y PHASE OPERATED
B PHASE OPERATED
TRIP CIRCUIT FAIL
CB OPEN
CB CLOSE
REMOTE ES OPEN
O: Open Select
I: Close Select
C: Cancel/Clear
E: Enter/Select/Execute
L/R: Local/Remote/Off

لذا يفضل للتمييز بينهم أن يتم اختبار الDiff باستخدام ثلاث Output contact كل واحد لفيز مستقل ، أو اختباره من خلال عمل Configuration لثلاث LED's كل واحدة تعمل عند حصول Diff على كل فيز بشكل مستقل .

وبالتالي عند نقوم بحقن ثلاث فازات على Local relay

IR=3.0L0° و IY=0.5L240° و IB=0.2L120°

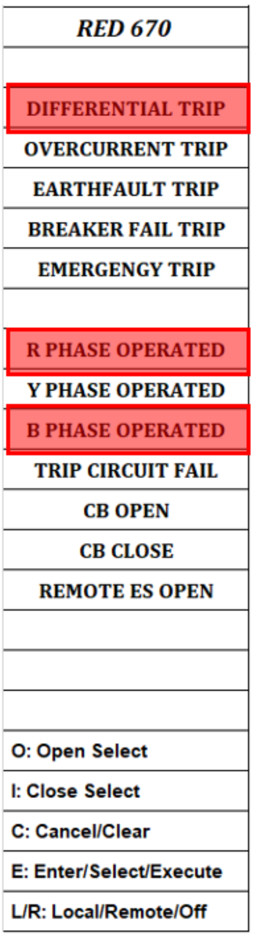
فإنك سوف تلاحظ ال LED relay الخاصة بDiff R phase operated قد عملت ON بينما لم تعمل LED الخاصة بال بDiff Y phase operated و بDiff B phase operated.



وعندما نقوم برفع التيار على الphase Y تدريجيا إلى قيمة أعلى من 1.1 فسوف نلاحظ أن الLED الخاصة ب Diff Y phase operated قد عملت ON بينما ما زالت ال LED الخاصة ب Diff R phase operated على وضعية ON .

وعندما نقوم برفع التيار على الphase B تدريجيا الى قيمة أعلى من 1.1 فسوف نلاحظ أن الLED الخاصة ب Diff B phase operated قد عملت ON.

وهكذا نكون قد اختبرنا الphase Y و الphase B .



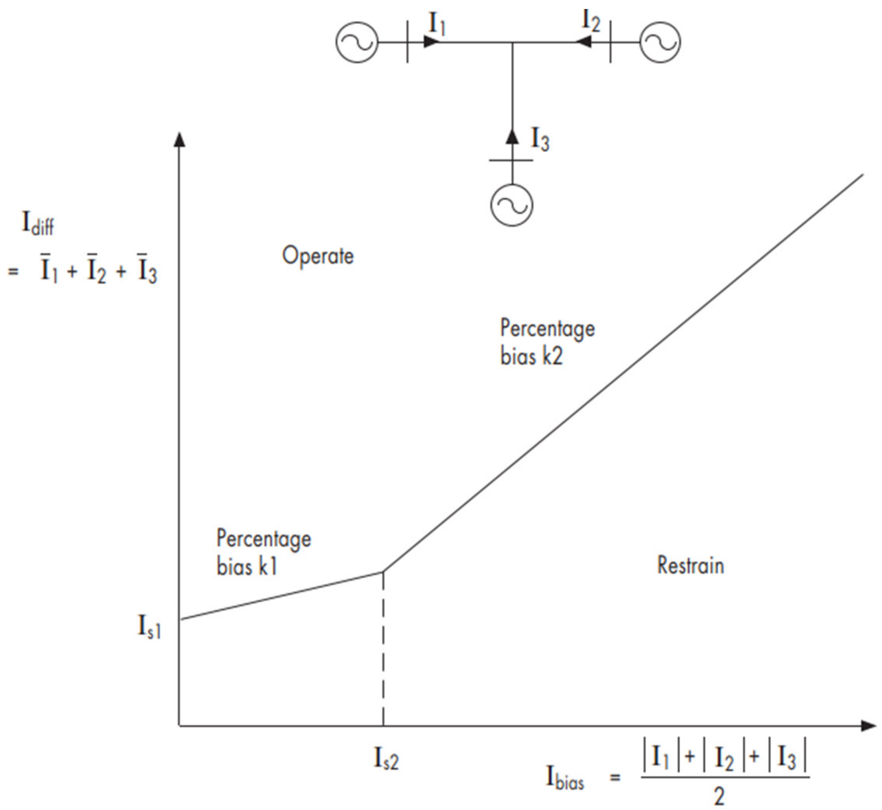
أما ال R phase فيتم اختبارها من خلال رفع قيمة التيار على الY phase أو الphase B إلى قيمة 3 أمبير، لكي يتم تثبيت الIbias ومن ثم نقوم برفع التيار على الphase R تدريجيا إلى قيمة أعلى من 1.1 لكي يعمل الLED الخاص بها ON .
ونكرر نفس العملية السابقة على نقطتين على كل خط على الأقل ....

Micom Relay Characteristic

شرحنا سابقا فلسفة شركة ABB بالتعامل مع ال Relay characteristic الخاصة بال Differential protection المستخدم للRED670 Relays والآن نريد أن نسلط الضوء Micom Relays بالتعامل مع نفس هذا النوع من الحمايات باستخدام الP54x و x هنا ممكن أن تكون 3,4,5,6 حسب عدد الCT,VT windings بالإضافة إلى عدد الBI,BO لكل نوع ...

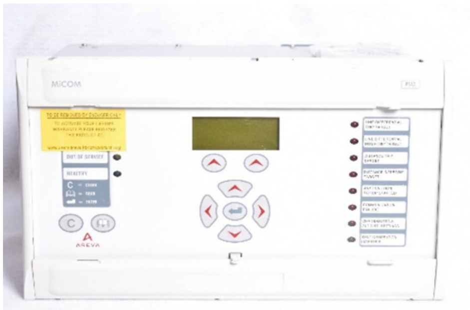
فتابعوا معنا للدخول إلى هذا العالم...





في البداية نريد التنويه أن الMiCOM Protection Relays منقسمة بين شركتين فرنسيتين وهما شركة ALSTOM وشركة Schneider Electric ويتم التمييز بين الريليهات من خلال الشكل الخارجي ، يعني ALSTOM عندهم P546 وشركة Schneider Electric عندهم أيضا P546 ولكل شركة Software خاص بها فتستطيع التواصل مع P546- ALSTOM من خلال برنامج MiCOM S1 Agile وآخر إصدار له حتى الآن (Version V2.1.3) ، بينما تستطيع التواصل مع P546- Schneider من خلال برنامج Easergy Studio Software وآخر إصدار له حتى الآن (Version V9.3.3) وتستطيع التواصل من خلال هذا Software أيضا مع Areva Relays القديمة ، ولا يمكن استخدام Easergy Studio Software مع ريليهات Alstom ولا حتى استخدام MiCOM S1 Agile مع ريليهات شنايدر .

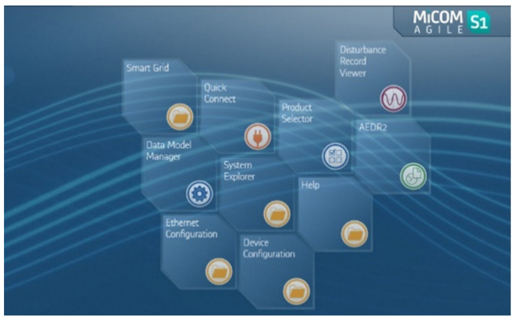
وفي عام 2014 استحوذت General Electric الأمريكية على شركة Alstom ب 13 مليار دولار ومن ثم قامت بتحويل لون الريليه إلى الأسود ، وبقي التواصل معه من خلال MiCOM S1 Agile .





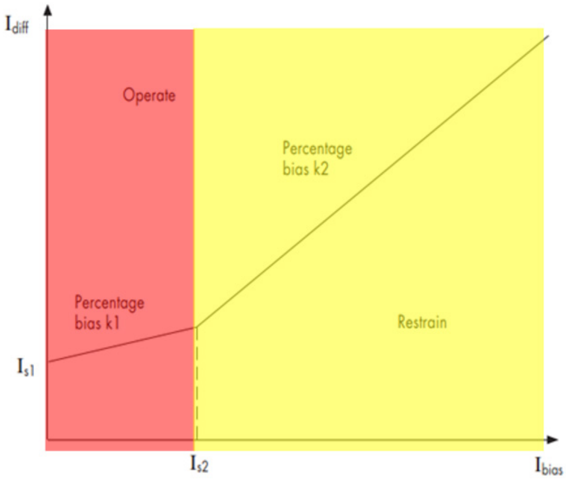








يتكون P546 characteristic من منطقتين فقط وهي المنطقة الحمراء و المنطقة الصفراء



و قيمة ال differential current يتم حسابها من عمل جمع متجهي vector summation لجميع التيارات الداخلة إلى protected zone ، فإذا كان هناك ثلاث تيارات داخلة إلى المنطقة المراد حمايتها فإن :

$$I_{diff} = \overline{I_1} + \overline{I_2} + \overline{I_3}$$

أما قيمة bias current فيتم حسابها من عمل جمع جبري scalar summation لجميع التيارات على كل طرف ومن ثم نقسمها على 2 وتتم العملية على كل فيز على حِدَى ومن ثم يقوم الريليه باختيار أعلى قيمة من هذه القيم الثلاث ومن ثم يعممها على باقي الفيزات وذلك لتحقيق الاستقرار الأمثل.

$$I_{bias} = \frac{|I_1| + |I_2| + |I_3|}{2}$$

يتم تحديد شكل الcharacteristic لMicom Relays من خلال أربع settings أولها Is1 وهي التي تحدد أقل قيمة pick-up ل**differential current setting.**

أما k1 فهي تمثل النسبة المئوية الأقل lower percentage والتي يمكن استخدامها طالما أن bias current كانت أقل من Is2 ، وهذه الk1 تحقق لي استقرارية وخاصة عند حدوث small CT mismatches، وتؤمن لي حساسية عالية لل resistive faults خلال heavy load conditions.

أما ال **Is2** فهي قيمة ال **bias current** التي تفصل بين منطقة k1 ومنطقة k2، فإذا كانت قيمة الbias current **أقل** من Is2 نستخدم معادلة **k1** وإذا كانت القيمة أكبر من Is2 نستخدم معادلة **k2**.

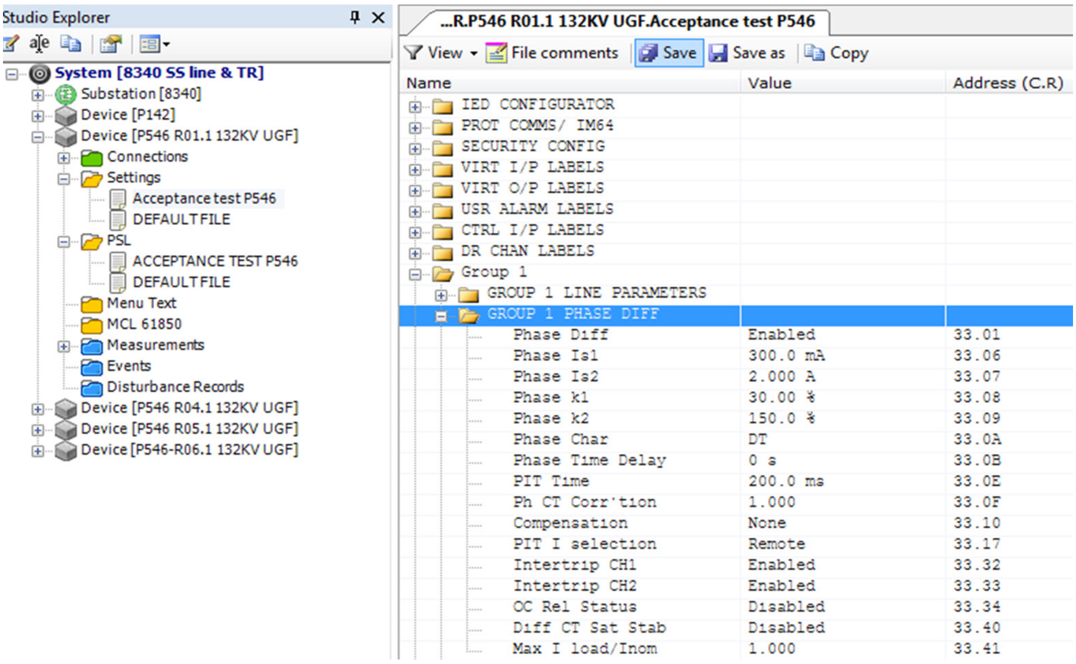
يعني Is1 هي differential current ، أما Is2 فهي قيمة bias current

أما k2 فهي تمثل النسبة المئوية الأعلى higher percentage وتستخدم للمحافظة على استقرارية الريليه وخاصة عند ظهور heavy through fault current conditions.

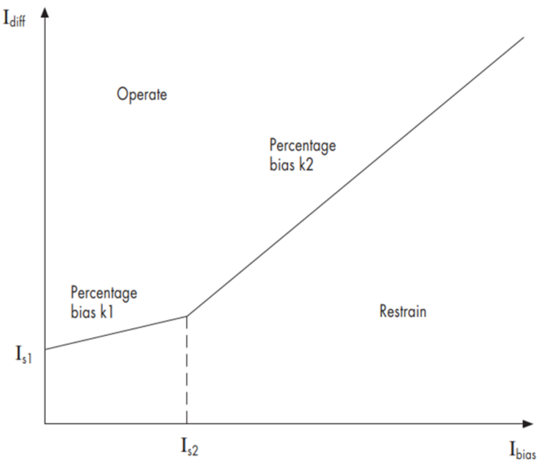
والمنطقة التي تقع فوق المنحنى تسمى بOperate Area والتي يعمل فيها الريليه ويصدر الTripping signal أما المنطقة التي تقع تحت المنحنى فتسمى بRestrain Area والتي يجب أن لا يصدر الريليه فيها أي Tripping signal.

مثال:

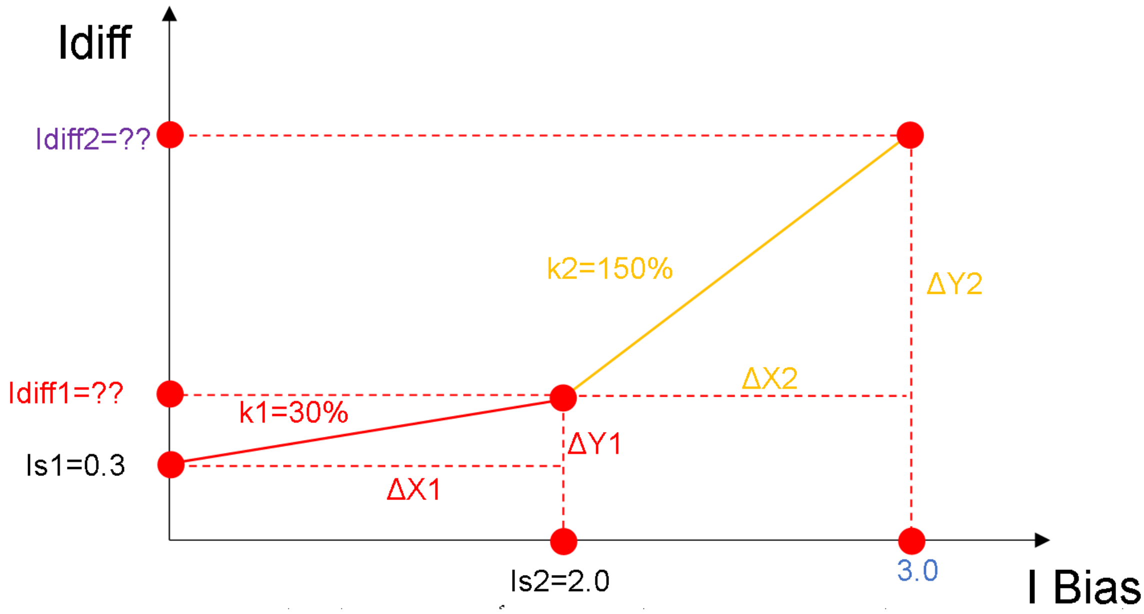
ارسم ال Tripping characteristic الخاصة ب Differential Protection P546 والخاص بشركة شنايدر ومن ثم اكتب المعادلات الخاصة بها و المتعلقة بالSettings المستخرجة من برنامج Easergy Studio Software :



إن أول خطوة في الرسم هو الذهاب إلى المانيوال الخاص ب بهذا الريليه واستخراج تفاصيل Tripping Characteristic منه .



الآن نريد تحديد **عدد الخطوط** في هذه ال Characteristic ، ومن ثم إيجاد **معادلة الخط المستقيم** لكل خط على حدى وإيجاد **نقطة التقاطع** بين كل خطين .



وبما أن الريليه ساعدنا وقدم لنا بداية ونهاية كل مقطع فأصبح من السهل إيجاد نقطة التقاطع بين الخط الأول والثاني حيث Is2=2.0 يمثل الX-axis وهو الIBias والIdiff1 يمثل الY-axis وهو قيمة مجهولة نريد إيجادها من معرفة النقطة (0,0.3) و30% Slop .

$$k1\ Slop = \frac{\Delta Y1}{\Delta X1}$$

$$k1 = \frac{(\mathrm{Idiff1} - \mathrm{Is1})}{(Is2 - 0)}$$

$$30\% = \frac{(\mathrm{Idiff1} - 0.3)}{(2.0 - 0)}$$

$$30\%(2.0) = (\mathrm{Idiff1} - 0.3)$$

$$30\%(2.0) + 0.3 = (\mathrm{Idiff1})$$

$$(\mathrm{Idiff1}) = 0.9$$

$$@Ibias\ 2.0\ , \mathrm{Idiff1} = 0.9\ \ , (2.0,0.9)$$

$$\textbf{At Loopback}\ @Ibias\ 2.0\ , \text{Idiff1} = 0.9/2\ \ ,(2.0,0.45)$$

$$k2\ Slop = \frac{\Delta Y2}{\Delta X2}$$

$$k2 = \frac{(\text{Idiff2} - \text{Idiff1})}{(3.0 - Is2)}$$

$$150\% = \frac{(\text{Idiff2} - 0.9)}{(3.0 - 2.0)}$$

$$150\%(3.0 - 2.0) = (\text{Idiff2} - 0.9)$$

$$150\%(3.0 - 2.0) + 0.9 = (\text{Idiff2})$$

$$(\text{Idiff2}) = 2.4$$

$$@Ibias\ 3.0\ , \text{Idiff2} = 2.4\ \ ,(3.0,2.4)$$

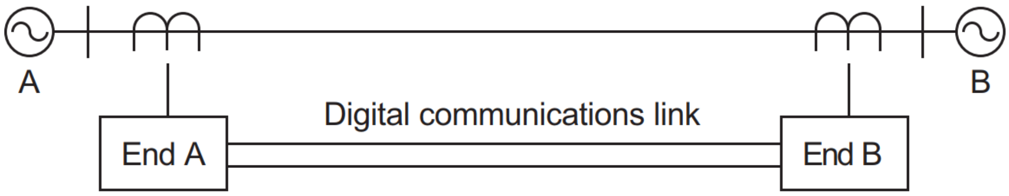
$$\textbf{At Loopback}\ @Ibias\ 3.0\ , \text{Idiff2} = 2.4/2\ \ ,(3.0,1.2)$$

Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-1	Idiff1= k1*(Ibias) + Is1	Ibais≤2.0 (Is2)	0.3< Idiff >0.9
Line-2	Idiff2= k2*(Ibias-Is2) + Idiff1	Ibais≥2.0 (Is2)	Idiff>0.9

ويمكنك إيجاد أكثر من نقطة على كل منحنى ومن ثم اختبارها ، حيث يتم اختبارها من خلال حقن قيمة الIbias تساوي 2 امبير مثلا ومن ثم التأكد من أن الريليه لن يصدر أي Trip طالما أن قيمة Idiff أقل 0.9 امبير ، إذا كانت الLoopback غير مفعلة ، أما اذا كانت Loopback مفعله أي في وضع ON فقيمة ال Idiff تقسم على 2 وتصبح 0.45، بمعنى أن الريليه لن يصدر أي Trip طالما أن قيمة Idiff أقل 0.45 امبير.

ما هي قصة هذه ال Loopback؟

عادة ما تستخدم فكرة الLoopback في Line Differential protection حيث يوضع ريليه في كل من الLocal substation و Remote end substation ويتم التواصل بين كلا الريليهين من خلال الdigital communication signaling channels.



حيث يقوم كل ريليه بقراءة Local current القادمة إليه من الCurrent transformer كقيمة الحقيقة وقراءة الRemote current القادمة إليه من خلال ال Fiber-optic communication على شكل pulses وهي قيمة افتراضية ، ومن ثم يقوم بحساب قيمة الIdiff والIbias .

وهذا يعني بأن إشارة الRemote current سوف تصل بأسرع وقت ممكن حتى **لا تجتمع لحظة** يرى فيها الريليه local current دون أن يرى Remote current وعليه فرق بين التيارين ومن ثم سوف يصدر الريليه Diff trip.

أما إذا كان هناك Communication fail فإن الريليه سوف يرى قيمة local current دون أن يرى الRemote current وسوف يصدر الريليه Diff trip. لذا يجب أن أعمل Diff Block حتى أمنع الDiff protection من أن تعمل بشكل خاطئ ، حيث يجب على الحماية أن تعمل لحظة العطل فقط وليس لحظة فقدان الCommunication.
عادة عندما نقوم باختبار الLine Diff protection لا تكون هذه الCommunication جاهزة في الموقع ، وبالتالي فإن ال Line Diff protection لن تعمل لأنها تظن أن ال Communication fail وال Diff Block تكون مفعلة .

ولتجاوز هذه المشكلة هناك facility في الريليه اسمها Test Loopback ، فإذا تم تفعيلها يقوم الريليه بعمل محاكاة أن الCommunication Healthy ، حتى تزول إشارة الDiff block وتصبح قادرا على اختباره .

ولتفعيل الtest loopback فإننا نضع الcommission test داخل الريليه على وضع ال Test mode ومن الLoopback نختار **Internal** ، وهذا لا يتم إلا من خلال الHMI فقط.

والLoopback Mode :

- إما أن يكون **Disabled** وهذا الوضع الطبيعي له أثناء التشغيل وعندما يكون ال FO Cable متصل من الجهتين بشكل نهائي والCommunication Healthy .
- أو أن يكون **Internal** يعني عمل محاكاة داخلية في الSoftware لإظهار أن ال Communication Healthy أثناء وضع الاختبار ولا يتطلب حينها وجود FO Cable .
- أو أن يكون **External** بمعنى عمل محاكاة خارجية باستخدام Software و hardware من خلال توصيل Jumper باستخدام FO Cable بين Tx و ال Rx.

ملاحظة : يفضل تفعيل LED خاصة بالLoopback على الريليه لإظهار أن الLoopback مفعلة أم لا ، وهذه ال alarm يمكن إزالته تلقائيا في حال كانت الLoopback في وضع disabled فقط، وذلك للتنبيه من عدم نسيانها مفعلة بعد التشغيل .

بعد تفعيل ميزة الLoopback في الريليه فسوف يرى الريليه بشكل اتوماتيكي (address 0-0) بمعنى أنه سوف يستجيب كما لو أنه متصل ب remote relay وسوف يفرض الريليه أن قيمة الRemote current هي نفس قيمة local current التي يتم حقنها كالمرآة تماما بالقيمة والاتجاه ، فإذا حقنت local current بقيمة $1\angle0°$ امبير مثلا ، فإن القيم التي سوف يقرأها الريليه الIdiff=2 Ibias=1 ، يعني الريليه سوف يقرأ ضعف القيمة التي تحقنها في حالة الLoopback ON .

$$I_{bias} = \frac{|I_1| + |I_2|}{2} \rightarrow I_{bias} = \frac{1+1}{2} = \frac{2}{2} = 1$$

$$I_{diff} = \bar{I_1} + \bar{I_2} \rightarrow 1\angle0° + 1\angle0° = 2\angle0°$$

ولو فكرنا فيها بطريقة عكسية فإنني أقول أنه إذا أردت الريليه يقرأ Idiff=2 فإنه يجب علي أن أحقن تيار يساوي نصف قيمة Idiff في حال أن الLoopback مفعلة طبعا ، وهذا الكلام ينطبق في حالة وجود 2 sources او 2 Terminal .

لأنه لو كان هناك 3 Terminal وكانت الLoopback في حالة ON ، فإن القيم التي سوف يقرأها الريليه الIdiff=3 Ibias=1.5

$$I_{bias} = \frac{|I_1| + |I_2| + |I_3|}{2} \rightarrow I_{bias} = \frac{1 + 1 + 1}{2} = \frac{3}{2} = 1.5$$

$$I_{diff} = \overline{I_1} + \overline{I_2} + \overline{I_3} \rightarrow 1\angle 0° + 1\angle 0° + 1\angle 0° + 1\angle 0° = 3\angle 0°$$

وهذا يعني أنه إذا أردت الريليه يقرأ Idiff=3 فإنه يجب علي أن أحقن تيار يساوي ثلث قيمة Idiff .

وبالتالي يمكن القول أن هذه المعادلات تطبق في حال أن الLoopback غير مفعلة أي في وضع **Disabled** .

Line	Line Equation
Line-1	Idiff1= k1*(Ibias) + Is1
Line-2	Idiff= k2*(Ibias-Is2) + Idiff1

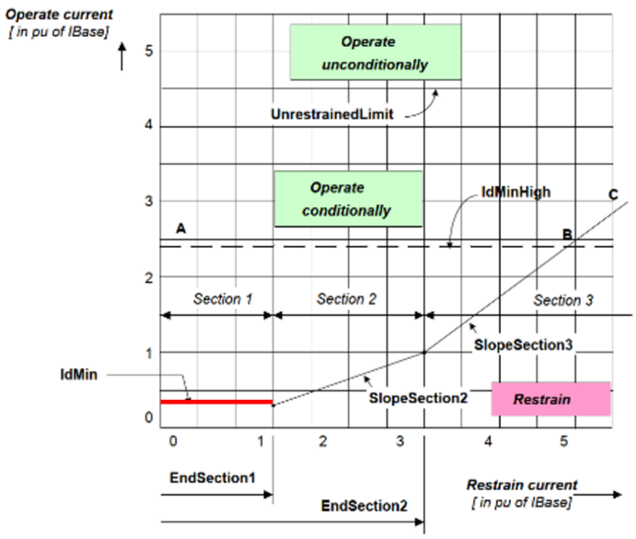
أما اذا كانت الLoopback مفعلة سواء كانت **Internal** أو **External في حالة 2 TERMINAL** فإننا نضرب المعادلة ب0.5 .

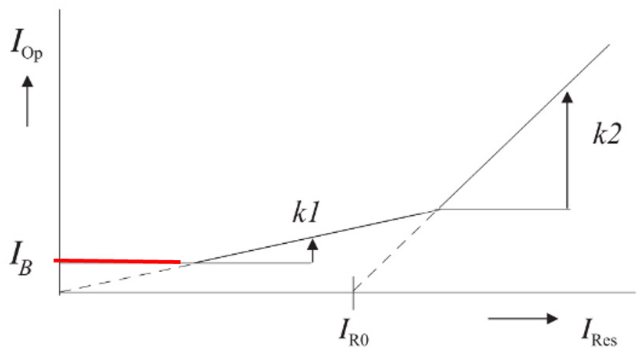
Line	Line Equation
Line-1	Idiff1=0.5* (k1*(Ibias) + Is1)
Line-2	Idiff= 0.5*(k2*(Ibias-Is2) + Idiff1)

أما اذا كانت الLoopback مفعلة سواء كانت **Internal** أو **External في حالة TERMINAL 3** فإننا نضرب المعادلة ب0.333 ،ولكن هذا الاستخدام غير مشهور عادة داخل المحطات ، ولن نعتمده في باقي الحسابات ولكن وضعناه حتى تصل الصورة بشكل جيد .

Line	Line Equation
Line-1	Idiff1= 0.333* (k1*(1.5*Ibias) + Is1)
Line-2	Idiff= 0.333*(k2*(1.5*Ibias-Is2) + Idiff1)

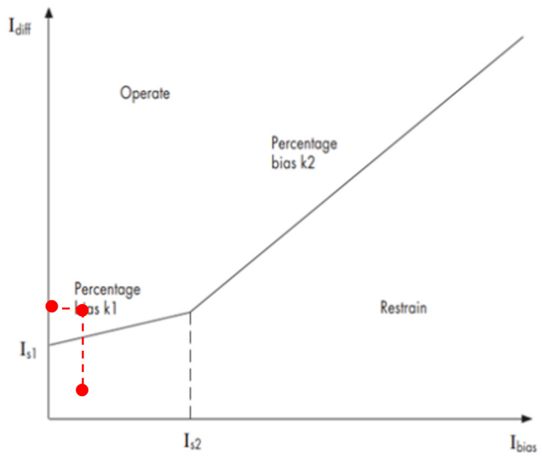
في هذا الريليه يوجد تحدي من نوع خاص ، وهو أنه يتكون من منحنيين فقط ولا يبدأ بخط ثابت كما هو ظاهر في الخط الأحمر في منحنى سيمنز وABB ..





والمشكلة تكمن في هذا الريليه حقيقة هو أن زيادة الIbias سوف يصاحبها زيادة في ال Idiff بشكل تناسبي وبالتالي يستحيل اختبار النقطة Is1 عند قيمتها بالضبط ، بينما المنحنى الأول في سيمنز وABB تزداد فيه Ibias مع بقاء Idiff ثابتة كما هي.

لذا نقوم بعمل تحايل لاختبار هذه النقطة المتغيرة...
فإذا افترضنا أن قيمة Is1=0.3 كما هي في الsetting ، فإننا نقوم برفع قيمة التيار على فيز واحد تدريجيا من الصفر الى ال0.30 "في حالة loopback OFF" لكي يصدر الريليه إشارة الفصل ، ولكن في الحقيقة سوف نجد الريليه يعمل عند قيمة أعلى من هذه القيمة بقليل قد تصل الى 0.35.



وذلك لأن قيمة الDiff تساوي 0.3 فقط عندما يكون قيمة الIbias=0.0 وهذا شيء مستحيل فارتفاع قيمة التيار تدريجيا سوف يرفع قيمة الIbias تدريجيا وعليه سوف ترتفع قيمة Idiff شيئا فشيئا كما هو ظاهر في المنحنى ، ولن تبقى ثابتة عند 0.30...

لذا كيف يمكن لي التأكد أن الريليه قد أصدر إشارة الفصل عند قيمة Idiff صحيحة ؟!!

قلنا أن معادلة Idiff هي الجمع المتجهي بين I1 وI2 على فرض أن I1 هو local current بينما I2 هو Remote current .
بينما معادلة Ibias هي الجمع الجبري بين I1 وI2 مقسوم على 2 .
فإذا كنت أحقن تيار على الريليه أثناء الاختبار من جهة واحدة فقط فإن قيمة I2 سوف تكون صفر وعليه سوف تكون Idiff $I_{diff} = \bar{I_1}$
وسوف تكون قيمة الIbias $I_{bias} = \frac{|I_1|}{2}$

وبما أن الI1 عامل مشترك بينهم فكأنني أقول أن قيمة $I_{bias} = \frac{I_{diff}}{2}$

ومن معادلة الخط الأول يمكن تعويض قيمة Ibias الجديدة

$$I_{diff} = k1 * (I_{bias}) + Is1 \rightarrow I_{diff} = k1 * (\frac{I_{diff}}{2}) + Is1 \rightarrow$$

$$I_{diff} - k1 * (\frac{I_{diff}}{2}) = Is1 \rightarrow I_{diff}\left(1 - \left(\frac{k1}{2}\right)\right) = Is1 \rightarrow$$

$$I_{diff\ min} = \frac{Is1}{\left(1 - \left(\frac{k1}{2}\right)\right)} \rightarrow$$

$$@Is1 = 0.3\ \&\ k1 = 30\%\ , I_{diff\ min} = 0.3529$$

وإذا كانت الLoopback مفعلة في وضع ON فإن قيمة الpickup diff current هو بقسمتها على 2 وتساوي 0.176 .

$$@Is1 = 0.3\ \&\ k1 = 30\%\ , I_{diff\ min} = \frac{0.3529}{2} = 0.176$$

وهذه المعادلة عامة وليست خاصة بمعنى أنه يمكن تطبيقها على أي setting تريده.
وعليه فإن معادلات الP546 سوف تكون ثلاثة كالتالي :

Diff Pickup (Min. Op. Current)	**Idiff min=Is1 / (1 - 0.5 k1)**
Line-1	**Idiff1= k1*(Ibias) + Is1**
Line-2	**Idiff2= k2*(Ibias-Is2) + Idiff1**

وإذا كانت الLoopback مفعلة فإننا نضرب المعادلات ب0.5

Diff Pickup (Min. Op. Current)	**Idiff min=0.5*(Is1 / (1 - 0.5 k1))**
Line-1	**Idiff1=0.5*(k1*(Ibias) + Is1)**
Line-2	**Idiff2= 0.5*(k2*(Ibias-Is2) + Idiff1)**

وهناك Excel sheet لعمل جميع الحسابات الخاصة بالـP54x MiCOM Diff relays يمكن استخدامه بشرط أن تكون فاهم جميع الحسابات اليدوية خوفا من أن يكون ال Excel فيه بعض مشاكل حسابية .

MiCOM P54X - LINE DIFFERENTIAL`			Enter The Value In Yellow Cells Only
RELAY SETTING			
Is1	=	0.30	Charcteristics
Is2	=	2	
k1	=	30.00%	Pickup|Idiff| > Is1 / (1 - 0.5 k1)
k2	=	150.00%	Slope 1|Idiff| > k1.| Ibias| + Is1
Ph CT Correction	=	1	Slope 2|Idiff| > k2.| Ibias| - (k2 - k1). Is2 + Is1
Remote correction factor	=	1	
Test Mode	=	Loop Back	
Operation (Pickup)			
Min. Op. Current	=	0.176 Amps	
Slope check			
Current Injection	=	LOCAL RELAY	
Injected Bias Current	=	3.000 Amps	
Expected Diff. Current	=	1.200 Amps	Slope 2

حيث تقوم بإدخال قيم الـsetting التي باللون الأصفر وتحدد هل الريليه في وضع loopback أم لا ، ومن ثم تضع قيمة الـIbias المراد حقنها والتي تساوي هنا 3 امبير كمثال وسوف يتم حساب الـDiff current المتوقع من خلال المعادلات الموضوعة داخل الاكسل والنتيجة هنا 1.2A .

وهنا نقطة مهمة جدا وهي أن الحسابات كلها تتم على أساس أن الـCT Ratio يحول إلى 1 امبير ، فإذا كانت الـCT Ratio يحول إلى 5 امبير فالقيم المراد حقنها يجب ضربها بـ5. يعني إذا أردت حقن 0.2p.u إلى الريليه وكانت الـCT Ratio تحول إلى 1 امبير فإنني أحقن 1*0.2 والنتيجة 0.2A , أما إذا كانت الـCT Ratio يحول إلى 5 امبير فإنني أحقن 5*0.2 أي 1 امبير. وذلك لأن الـsetting هو In*0.2 وهي بالـper unit ، وإذا ذكرت أن الوحدة الامبير فهذا يعني أنني أفرض تلقائيا أن الـCT يحول إلى 1A.

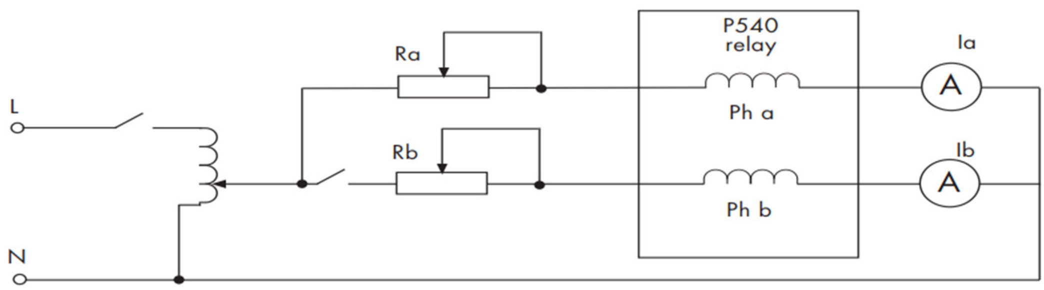
تنويه : يفضل عمل disabled على جميع الFunction التي لا يتم اختبارها أثناء اختبار الdifferential حتى لا يحدث لبس لدى المهندس ، **ويجب أن لا تنسى** مراجعة تشغيلهم re-enabled لهم مرة أخرى بعد الانتهاء من الاختبار.

ممكن أحد المهندسين يسأل هذا السؤال , **لماذا لم نستخدم فكرة الLoopback في ABB Relays؟وكيف يمكن تجاوز الDiff block الظاهر بسبب الCommunication fail؟**

يمكن تجاوز الDiff block في ABB Relays من خلال إلغاء الCommunication الخاص به وعمل OFF له ، لأنه طالما هو ON سوف يصدر إشارة الCommunication fail ، وهذه الإشارة سوف تفعل الDiff block الذي يمنع الDiff protection من العمل .

لماذا لا يوجد Loopback في Transformer/Busbar Diff protection؟
بكل بساطة ، لأننا لسنا بحاجة إلى الCommunication بين طرفي الDiff وجميع أطراف الCT's في TR/BB Diff protection موجودة في داخل المحطة ويمكن سحبها إلى الريليه مباشرة.

إذا كانت قيمة الIbias =3pu وقيمة الIdiff=1.2pu في حال Loopback في وضع internal ، فكيف سوف يتم اختبارها ؟



نقوم بحقن تيارين أحدهما على phase a والذي يمثل قيمة bias current والآخر phase b والذي يمثل قيمة differential current ، ودائما ما يكون Ia أكبر من Ib .

ونقوم بتوظيف ثلاث LED كل واحد يمثل Diff phase trip مثل Trip A, Trip B and Trip C ، وإذا كنت لا تريد تغيير أي شيء بالPSL Configuration يمكن من خلال COMMISSION TESTS تراقب عملهم على هذه العناوين.

Trip Output A (DDB #523)

Trip Output B (DDB #524)

Trip Output C (DDB #525)

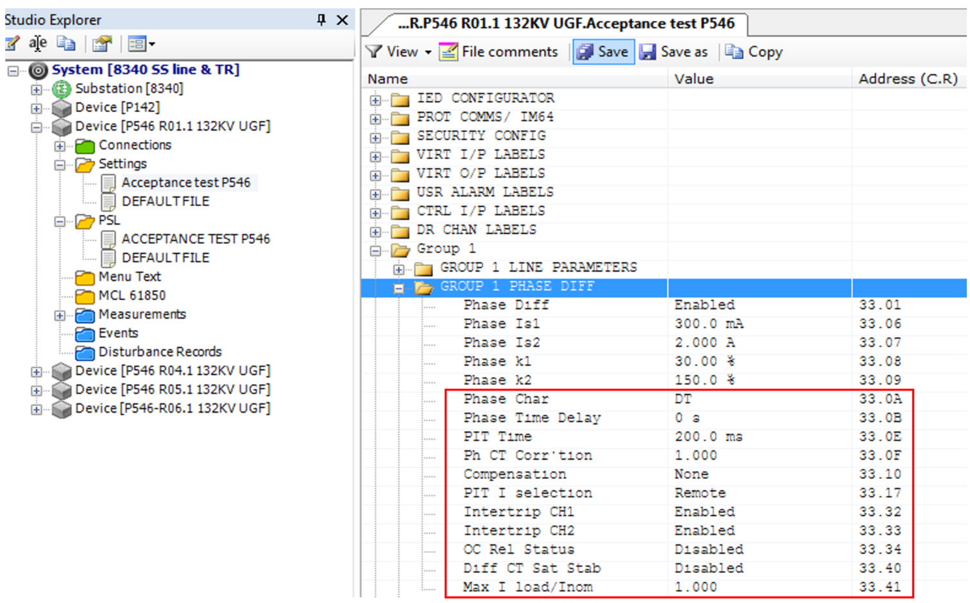
نقوم بحقن تيار قيمته **3pu** على A-phase ، يعني إذا CT يحول لـ1A يعني أن In=1 وبالتالي نحقن 3A واذا الCT يحول لـ5A نحقن 15 امبير ، **وهنا يجب التنويه أنه يجب التأكد من أن الإسلاك قادرة على تحمل هذه القيم من التيارات حتى لا تحترق .**

بالإضافة أن يجب الحقن لفترات قصيرة حتى نتجنب حدوث overheating على جهاز الحقن.

وسوف نلاحظ على الريليه أنه ظهر Trip Output A وبهذه الطريقة نكون قد ثبتنا قيمة الIbias على الريليه ، وفي نفس اللحظة نقوم بحقن تيار على phase b ، ومن ثم نرفعه تدريجيا من الصفر حتى يصدر الريليه Phase B trips ، سجل قيمة التيار التي عمل عندها الريليه وقارنها بالقيم التي تم حسابها .

ونكرر نفس هذه الخطوات لباقي الفيزات.

ما المقصود بباقي الParameter setting الموجودة داخل الDiff setting ؟



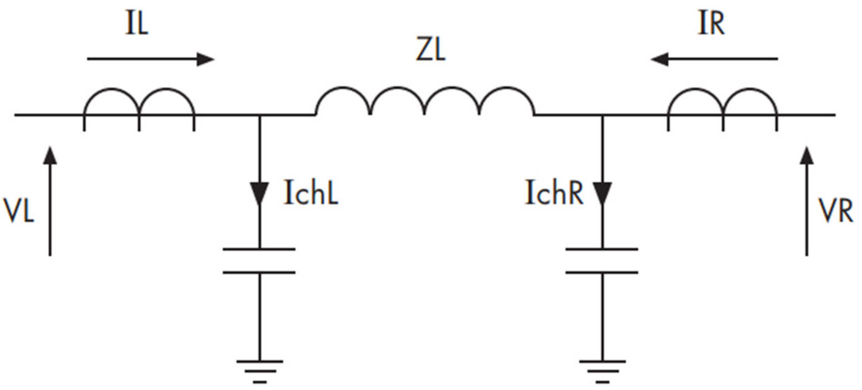
بالنسبة لل**Phase Characteristic**و**Phase Time delay** فهذا يعني أن هناك option للتحكم بزمن فصل الdifferential protection باستخدام Definite time أو ال inverse time characteristic المختلفة، يعني المفروض أن الdifferential protection يفصل عند DT و بزمن صفر ، ولكن إذا أردت لسبب ما أن تتحكم بزمن الفصل فيمكن لك ذلك.

وبالنسبة لل**Ph CT Correction** فيستخدم في حال كانت الCT ratio مختلفة على طرفي الخط ونريد التوفيق بينهم حتى نحقق التوازن للDiff protection ، لذا نقوم بتثبيت قيمة أحد الأطراف ومن ثم نضرب الطرف الآخر بهذا الFactor بحيث يكون التيار الداخل إلى الDiff متساوي من كلا الطرفين ، أما **Compensation** فيمكن من خلالها تعويض اختلافات التيارات الطبيعية الناتجة بسبب capacitive charging current من خلال وضع قيم الSusceptance بوحدة الميلي سيمنز أو يمكن تعويض الاختلاف الناتجة بسبب phase shift من خلال وضع Vector group المناسب.

Compensation	Cap Charging	33.10
Susceptance	650.0 mS	33.11

قلنا من قبل أن ال charging current على الخط أو الكيبل يراها الريليه وكأنها differential current ، وتظهر مشكلة charging current أثناء تشغيل الخط وبعد تشغيله والتي تسمى ب steady state charging current .
ويستطيع هذا الريليه تمييز ال charging current أثناء التشغيل باستخدام ال Fourier filtering لتحقيق الاستقرارية المطلوبة ، حيث تمتاز هذه التيارات بوجود توافقيات ذات رتب عالية مثل 9thو11th.

بينما ال Steady state charging current لها fundamental frequency وبالتالي يصعب تمييزها عن التيارات الطبيعية وهذا ممكن أن يسبب لي relay maloperation تشغيل خاطئ للريليه .
لذا يقوم الريليه بسحب هذه ال charging current من measured current قبل دخولها إلى حسابات ال differential current حتى لا يكون لها أي أثر على اتخاذ القرار .



IL = Local end line current

Ir = Remote end line current

VL = Local end voltage

VR = Remote end voltage

ZL = Line impedance

IchL = Local end charging current

IchR = Remote end charging current

The differential current (Id) can be calculated as follows:

Id = IL + IR - (jVLBS/2) - (jVRBS/2)

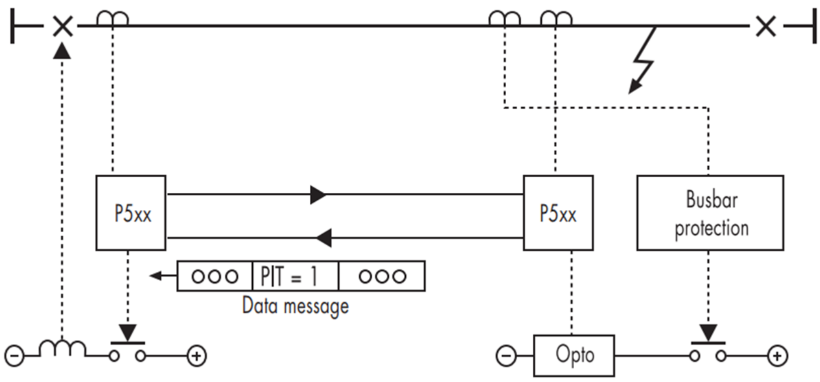
Id = {IL - (jVLBS/2)} + {IR - (jVRBS/2)}

Id = Local relay current + remote relay current

Where BS is the line positive sequence susceptance.

أما PIT فهي اختصار الPermissive Intertrip ، حيث يمتلك الريليه facility لإرسال permissive intertrip command من خلال الchannel Communication إلى الطرف الآخر ، ويبدأ هذا الزمن بالعد بمجرد استلام PIT flag وبعد انتهاء هذا الTimer يغلق الريليه differential trip contacts ولكن **بشرط** ان تكون قيمة الDiff current المقاسة من Local أو Remote حسب PIT I Selection أعلى من Is1 setting.

و نستفيد من PIT في الواقع العملي في حال حدوث عطل على الخط بعد الCB ولكن قبل الDiff CT ، حيث لن يشعر الDiff بهذا النوع من الأعطال لأنه يعتبره خارج حدود منطقته وبالتالي سوف يتحسس به الBusbar Diff protection بسبب تركيب الCT بشكل يحقق لي الOverlapping .



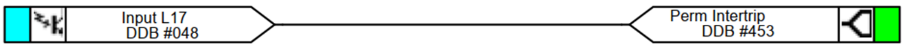
فإذا أصدر الBB Diff protection إشارة الفصل لجميع Local CB's المتعلقة بهذا العطل فمن المحتمل أن تبقى تغذية العطل مستمرة من الRemote CB وهذا يعني أنه لم يتم عزل منطقة العطل بالشكل الصحيح ، هذا يشكل خطر كبير على المعدات الكهربائية.

وبالتالي فإنه يجب أن نرسل إشارة من الBB protection إلى الBinary input الخاص بال Line Diff protection ، ومن ثم برمجته بأنه مجرد ما يستقبل الإشارة يرسل PIT flag من خلال الcommunication messages سواء من CH1 أو CH2 أو كلاهما حسب ال Setting لفتح الCB الطرف الآخر بعد انتهاء PIT timer ، حيث يجب اختيار تأخير زمني يسمح للbusbar protection يعمل Clear للعطل بشكل سليم ، ويفضل أن يكون الزمن من 100-150 msec.

PIT I selection	Remote	33.17
Intertrip CH1	Enabled	33.32
Intertrip CH2	Enabled	33.33

ويجب على الremote relay أن يخبرني من خلال الLED indication سبب الفصل الأساسي له ، حتى أستطيع التمييز هل الريليه فصل بسبب الDiff protection أم بسبب الpermissive intertrip قادم من المحطة الأخرى؟

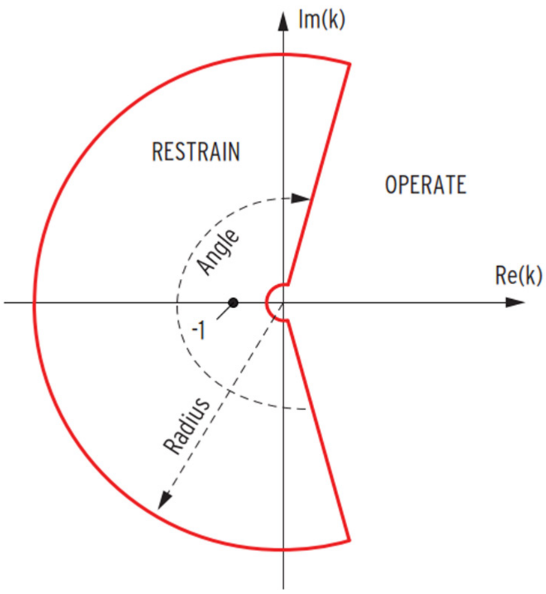
وهذا سوف يساعدني أثناء عمل الInvestigation.

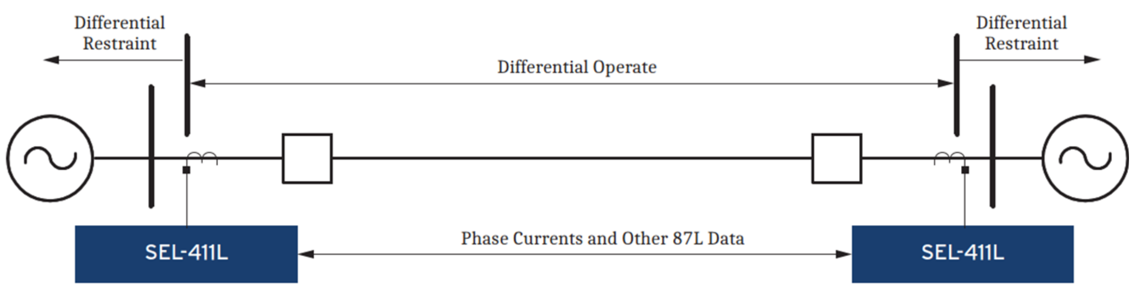


SEL Relay Characteristic

ناقشنا سابقا الDifferential characteristic الخاص بشركة سيمنز وABB و MiCOM ورأينا أنهم متشابهين فيما بينهم نوعا ما في مقارنة Operating current مع Restraint current ، وقلنا أن قيمة الIop متشابهه بينما قيمة الIrest تختلف من ريليه لآخر، في هذا الجزء من الكتاب سوف نناقش نوع جديد من الDifferential characteristic والخاص SEL (**S**chweitzer **E**ngineering **L**aboratories)-411L Relays وهو يختلف عن الأنواع السابقة وهذا النوع منتشر في عدد من المحطات الكهربائية **لحماية الخطوط الكهربائية** ، حيث الSEL-Relays المستخدم لحماية المحولات يستخدم نفس فكرة ال Differential characteristic التي تم شرحها سابقا .







معروف أن الDifferential protection يستخدم اذا كنا نريد حماية منطقة محددة بدقة وسرعة عالية في عزل الأعطال ، لاحظ في الصورة السابقة ان الهدف المنشود من Line differential protection هو حماية المنطقة المحصورة بين كلا الCT's على أطرافه والتي تسمى هنا بDifferential Operate وهي تمثل الInternal Fault.

أما المنطقة الخارجة عن حدود الCT's فهي تسمى بال Differential Restraint والتي يجب ان لا يعمل عندها ال Line differential protection ويجب ان يبقى مستقر عند حدوث اعطال بها والتي تمثل الExternal Fault.

وجد بعض العلماء أن ال Differential protection الذي يعتمد على مبدأ الPhase comparison قد يفشل في اكتشاف ال-Higher Impedance internal fault with out feed ،حيث تكون المساهمة في تيار العطل من جميع الTerminals قليلة . وفي نفس الوقت يجب اختيار قيم Slopes مناسبة و قادرة على التعامل مع حالات ال-CT saturation أو Line charging current أو مشاكل الاتصالات بسبب وجود Channel time delay وهذه كلها سوف تقلل من حساسية الريليه ،بالإضافة أن الريليه لن يستطيع تمييز كل مشكلة على حدى، لأنه يتم اختيار one settingلكل المشاكل معا.

وبالتالي اصبح هناك صعوبة في تحقيق توازن بين جعل الريليه يتحسس ال-High impedance faults ذات تيارات العطل القليلة جدا ، وفي نفس الوقت تجنب التشغيل الخاطئ في حالات المشاكل العملية السابق ذكرها ، وهذا اثر على الاعتمادية والأمان لدى هذا النوع من ال characteristic.

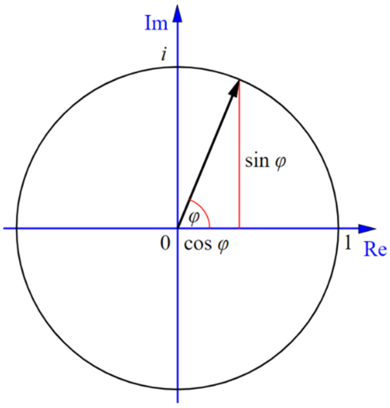
فبدأ التفكير في انشاء new characteristic تسمح لي بالتركيز على حل كل مشكلة عملية دون التأثير على حساسية الريليه، وهذا النوع الجديد من الoperating characteristic يطلق عليها اسم polar characteristic أو α and β-plane
أو ممكن أن نطلق عليها اسم current-ratio complex plane.

فبدلا من حساب **الفرق** بين مجموع تيارات الLocal وال Remote ends حسب قانون كيرشوف للتيار والتي كنا نستخدمها من قبل ، فإننا في هذا الريليه نحسب **نسبة** ال Remote current الى Local Current ، ومن ثم نضع هذه النسبة على Alpha Plane لتحديد موقع العطل وهل هو داخل المنطقة المراد حمايتها أم خارجها . و بالطبع فإن جميع قيم التيارات المستخدمة هي قيم اتجاهية يعني مقدار وزاوية.

وهناك Alpha Plane خاصة لكل Phase على حدى ، وكذلك الحال هناك Alpha Plane للpositive و negative و zero .sequence currents

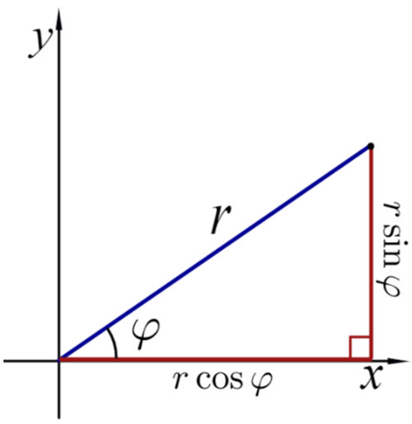
IA Alpha Plane
IB Alpha Plane
IC Alpha Plane
Alpha Plane Zero-Sequence
Alpha Plane Negative-Sequence
Alpha Plane Positive-Sequence

عندما أقول لك أن هذا الoperating characteristic هو polar characteristic فهذا يعني أنه يستخدم نظام إحداثيات قطبي ثنائي الأبعاد Polar coordinate system ، حيث يحدد مكان كل نقطة في المستوى بواسطة المسافة (radial distance r) التي تفصل النقطة عن مركز مرجعي ما اسمه Pole وزاوية polar angle (Ø)انحراف هذا الشعاع عن مستقيم مرجعي .



حيث تمثل ال (radial distance r) هنا **مقدار** نسبة الIR/IL ، أما ال polar angle (Ø) فهي فرق الزاوية بينهما .

على عكس الإحداثيات الديكارتية Cartesian coordinate sys-tem أو الrectangular system الذي يستعمل (x,y) لتحديد موقع نقطة في المستوى .



يعني في ال percentage differential characteristic التقليدية كنا نستخدم Scalar current diagram تظهر رسمة اقتران الOperating current مع الRestraint current

أما الPolar current diagram فهو أكثر شمولية لأنه يوضح سلوك الReal وImaginary component معا على Complex Plan ، في الريليهات التي تمتلك مدخل لإشارات التيار والجهد كالDistance protection فإنه يتم تمثيل ال Complex Planباستخدام ال Impedance diagram كR,X ، أما الريليهات التي تمتلك مدخل واحد لإشارات التيارات فقط فإنه يتم تمثيل ال Complex Plan باستخدام الCurrent Ratio diagram .

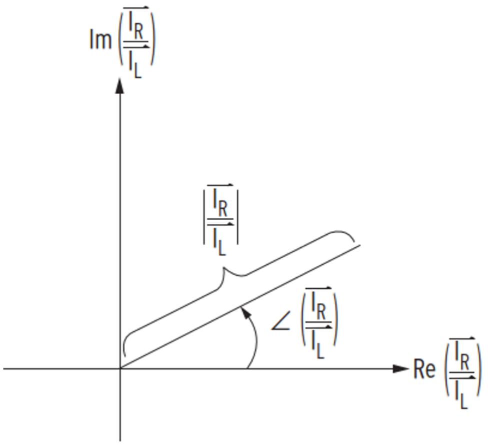
ويمكن التحويل من(r , Ø) polar coordinates إلى ال (x,y) Cartesian coordinates باستخدام ما يسمى بالاقترانات المثلثية ال sin وcos وtang .

- $\left(\frac{\overrightarrow{IR}}{\overrightarrow{IL}}\right) = \vec{r} = a + j*b$ → "Complex Number العدد المركب"
- $a = |r| \times \cos(\theta) = \left(\frac{|IR|}{|IL|}\right) \times \cos(\theta)$ →"Real Part الجزء الحقيقي"
- $b = |r| \times \sin(\theta) = \left(\frac{|IR|}{|IL|}\right) \times \sin(\theta)$ → "Imaginary Part الجزء الخيالي "
- $\vec{r} = |r|\cos(\theta) + j*|r|\sin(\theta) = |r|(\cos(\theta) + j*\sin(\theta))$
- $j = \sqrt{-1} = 1.0 \angle 90°$ → "imaginary unit وحدة تخيلية"
- $j^2 = (\sqrt{-1})^2 = -1$

أما التحويل من ال Cartesian coordinates(x,y) إلى polar coordinates (r,Ø)

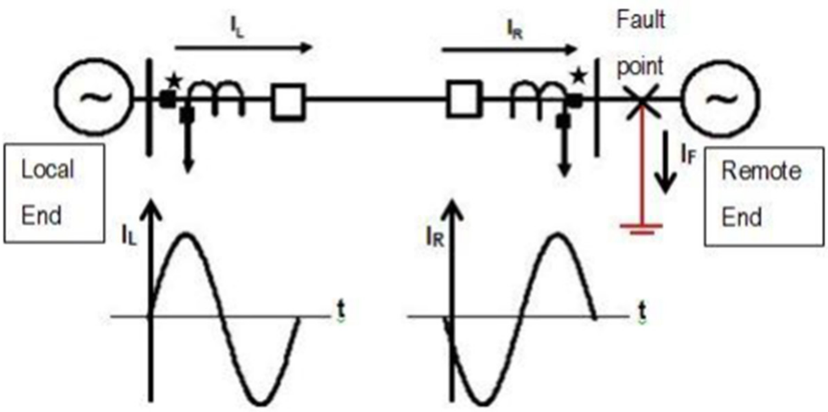
- $|r| = \sqrt{a^2 + b^2}$
- $\theta = \tan^{-1}(b / a)$

الآن ال Alpha Plane تمثل Complex Ratio لنسبة تيارات الRemote إلى Local حيث $\alpha = IR/IL$ ، وإذا كان هناك أكثر من Remote فتكون قيمة α هو المجموع الاتجاهي لتيارات الRemote إلى تيار الLocal $\alpha = \sum IR/IL$



لاحظ أن طول الشعاع يمثل ال Remote-to-Local current ratio و الpolar angle تمثل فرق الزاوية بينهما ، وفي حال أردت تحويل النسبة إلى الإحداثيات الديكارتية فإن الX-axis تمثل ال Real Part وهي قيم a في Complex Number ، بينما الY-axis تمثل ال Imaginary Part ، وهي قيم b في Complex Number.

إذا حدث هناك عطل خارجي فإن الIL سوف تدخل إلى الخط ، بينما الIR سوف تخرج منه ، فإذا افترضنا أن التيار الداخل إلى الخط بزاوية صفر ، فإن التيار الخارج منه سوف يكون نفسه ولكن بزاوية 180 درجة ، وهذا يعني أن phase shift بين التيار الداخل والخارج في الوضع الطبيعي أو في حالة الأعطال الخارجية هو 180 درجة .



فإذا كان التيار الداخل 5L0° فإن التيار الخارج سوف يكون 5L180° ، وعليه فإن النسبة بين تيار الRemote إلى تيار الLocal على الفازات A,B,C سوف تكون واحد دائما وبزاوية 180 درجة كما هو ظاهر في الحسابات .

افترضنا أن IAL=5L0° وأن ال IBL=5L-120° وأن ICL=5L120° وكأنهم Positive sequence و IAR وIBR وICRهي نفس المقدار ولكن بphase shift مقداره 180 درجة، وبما أن النتيجة هي نفسها في الفازات الثلاث فإننا نكتفي برسم ال Alpha Plane مرة واحدة فقط حتى لا نكررها ثلاث مرات.

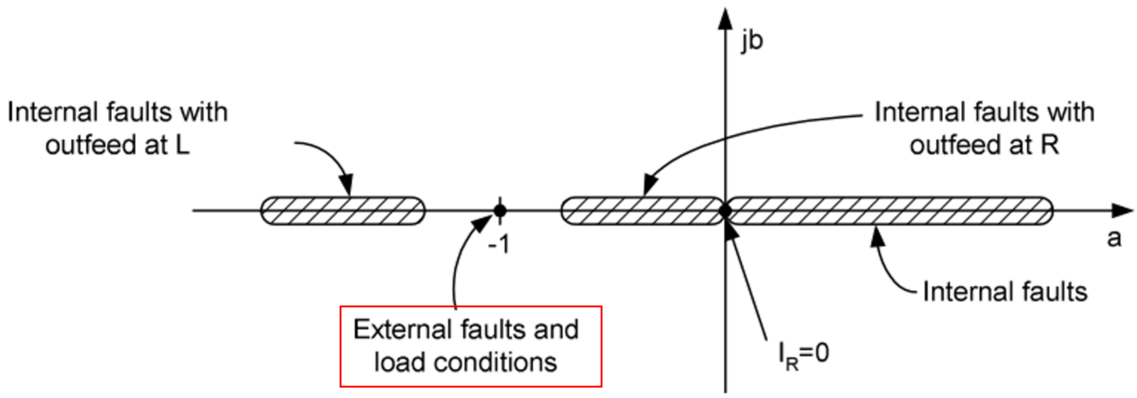
$$\frac{\overrightarrow{I_{AR}}}{\overrightarrow{I_{AL}}} = \frac{5\angle 180°}{5\angle 0°} = 1\angle 180°$$

$$\frac{\overrightarrow{I_{BR}}}{\overrightarrow{I_{BL}}} = \frac{5\angle 60°}{5\angle -120°} = 1\angle 180°$$

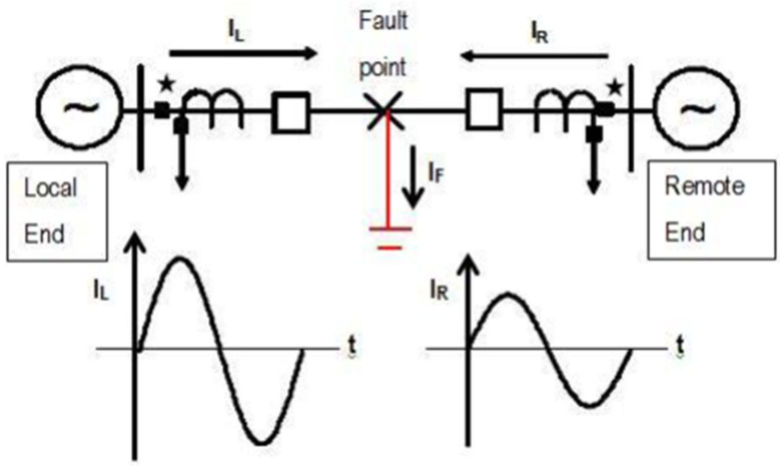
$$\frac{\overrightarrow{I_{CR}}}{\overrightarrow{I_{CL}}} = \frac{5\angle -60°}{5\angle 120°} = 1\angle 180°$$

عند التحويل من polar coordinates (r, ф) الى Cartesian coordinates(x,y)

$$\vec{r} = |r|\cos(\theta) + j^*\,|r|\sin(\theta) = 1^*\cos(180) + j^*\,1^*\sin(180) = -1 + j0 = (-1,0)$$



أما في حال حدوث Internal fault ، فسوف تقوم جميع التيارات بتغذية نقطة العطل وهذا يعني أن جميع التيارات سوف تدخل إلى الخط ، وكما افترضنا أن الداخل إلى الخط سوف يكون بزاوية صفر والخارج منه سوف يكون بزاوية 180 درجة ، فإن كلا التيارين الداخلين إلى الخط سوف يكونان بزاوية 0 تقريبا، ولكن ليس بالضرورة أن يكون لكلا التيارين نفس المقدار . وهذه الحالة تسمى ب Internal fault infeed .



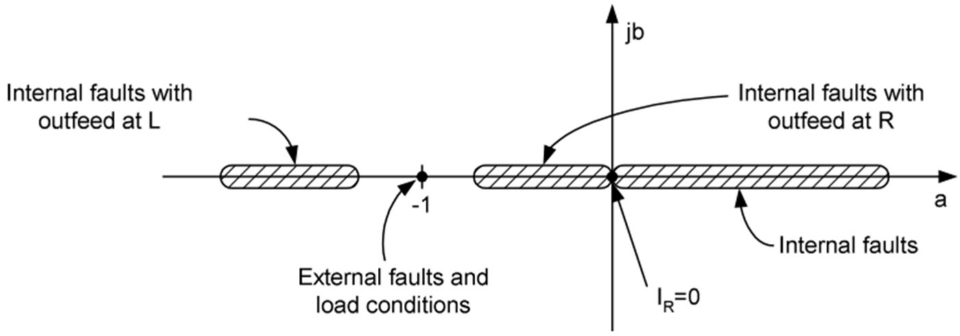
إذا أهملنا جميع مصادر الأخطاء الناتجة من المشاكل العملية والتي لا تمثل أعطال حقيقية فإن النقطة التي تمثل حالة النظام تقع على طول a-axis أو الReal-axis ، ووجد أن قيمة a تتغير على طول المحور حسب نوع العطل وطريقة تغذيته حيث تكون قيمة a كالتالي:

1. قيمة a=-1 تمثل الحالة المثالية للThrough-current conditions والتي تشمل ال External Fault أو الLoad condition .
2. وعندما تكون قيمة a>0 فإنها تمثل الحالة المثالية ل Internal fault infeed التي يتم تغذيتها من ال Both end وهو الLocal و Remote end.
3. أما Internal fault outfeed تكون قيمة a<0 ،

A- فإذا اتجه جزء من تيار العطل خارج الخط جهة الLocal فقط فتكون قيمة a<-1

B- وإذا اتجه جزء من تيار العطل خارج الخط جهة الRemote فقط فتكون قيمة ال a>-1<0 .

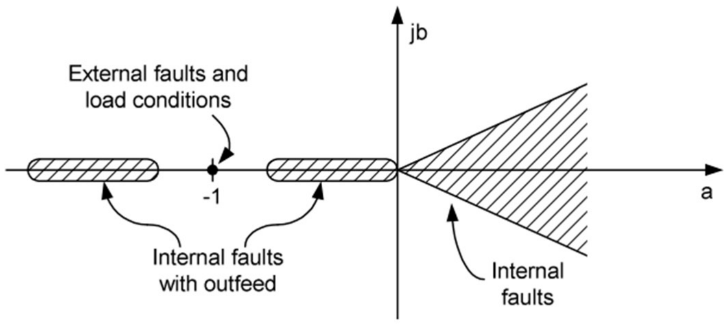
والمقصود ب Internal fault outfeed هو أن بعض الأعطال الداخلية والتي تتغذى من جهة واحدة يضطر التيار فيها للذهاب إلى خارج الخط جهة الحمل بسبب High-resistance internal faults بمعنى أن Fault current سيتوزع بين الSC وبين الحمل و قيمة Fault current في هذه الحالة سوف يكون أقل من load current ، وقيمة الزاوية بين الlocal وRemote current تكون قريبة من 180 درجة إلا أن ال current magnitudes تختلف ، وهذا يعني أنني أستطيع التعامل مع هذه الحالات الخاصة والصعبة والتي يفشل percentage differential characteristic التقليدي في اكتشافه..



Current-Ratio Plane Regions for Ideal Fault and Load Conditions

في الأعطال الداخلية فإن زوايا الIL,IR تعتمد على زاوية Voltage source الذي سوف يغذي العطل و زاوية الImpedance التي سوف تنشأ من مصدر التغذية حتى نقطة العطل ولن تكون هذه الImpedance بالطبع متطابقة من الجهتين، وعليه فإن ال زوايا الIL,IR لن تكون in-phase تماما في الأعطال الداخلية وممكن أن تتغير الزاوية بحدود ±30°.

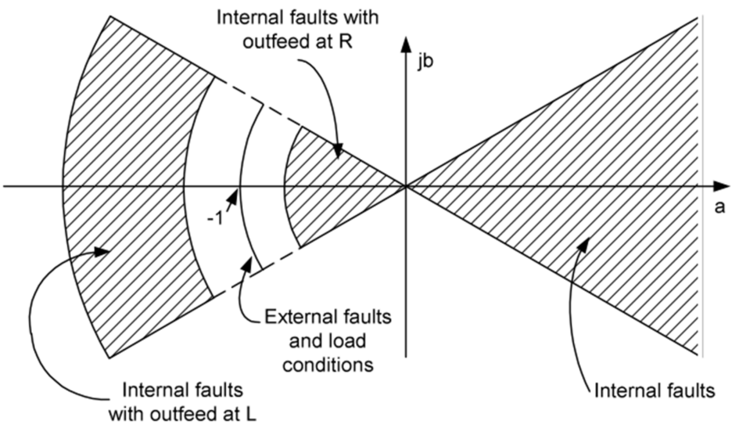
لاحظ أن مناطق الExternal fault والload والInternal fault المغذى من جهة واحدة بقيت بدون أي تغيير في الرسمة.



Effects of the System Power Angle and the System Impedance NonHomogeneity

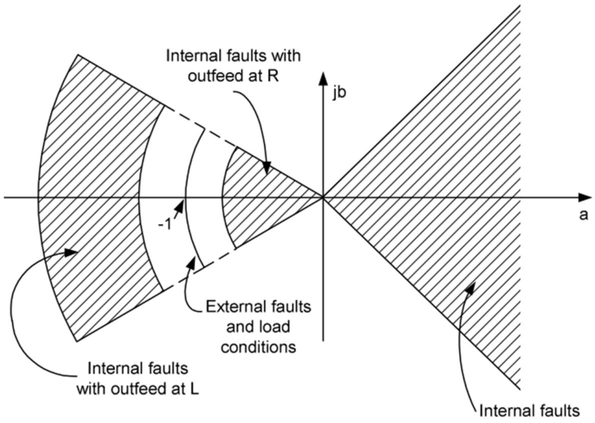
ولنفس السبب السابق ففي حالة التشغيل العادية أو حالة الأعطال الخارجية لن تكون قيم تيارات الLocal و Remote أيضا متساوية تماما ، وهذا يعني أن النقطة 1L180° التي تدل على أن العطل خارجي لن تبقى مكانها في الواقع العملي بل سوف تتزحزح من مكانها ، ومقدار هذه الإزاحة تتغير حسب نوع العطل ومكانه .

أما بالنسبة للCommunication time delay فوجودها سوف ينتج phase shift بين ال localو Remote current ، حيث لا يجب أن تصل القيمة من الطرف الثاني صحيحة فحسب ، وإنما يجب أن تصل صحيحة وفي الوقت الصحيح ، وبسبب عدم تماثل قنوات الاتصال بشكل مثالي لا بد وأن تنشئ أخطاء في زمن وصول كل تيار للطرف الآخر .تأثير ال Channel time delay compensation errors سوف يجعل منطقة Load و Faults تتوسع بهذا الشكل .



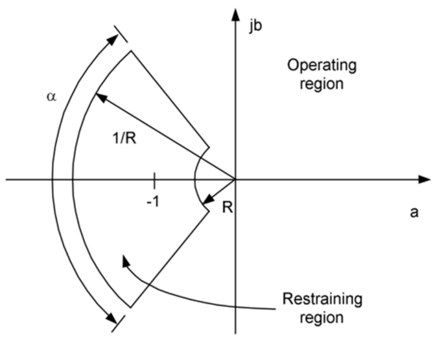
Effect of the Channel Time-delay Compensation Errors

وفي أسوء سيناريو لو اجتمعت أخطاء زوايا الIL,IR الناتجة بسبب الImpedance مع أخطاء الزوايا الناتجة بسبب الCommunication time delay فسوف يكون الشكل النهائي كالتالي ، لاحظ زيادة اتساع زوايا الInternal fault بسبب مجموع أخطاء الزوايا ...



Combined Affect of Channel Asymmetry and System Impedance Non-Homogeneity

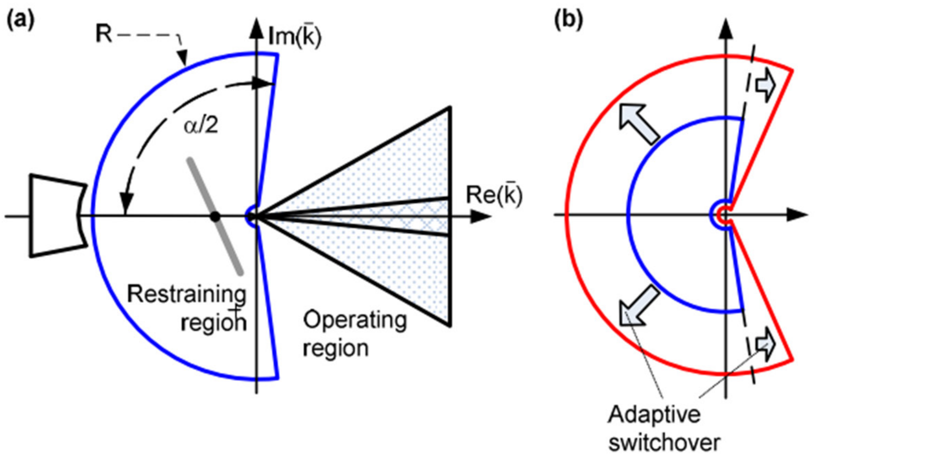
الهدف الذي نسعى إليه هو أننا نراقب سلوك النظام مع كل الأخطاء المتوقعة الممكنة ومن ثم نريد رسم Differential characteristic جديدة قادرة على استيعاب كل هذه الأخطاء المتوقعة مما يسمح بتحقيق توزان بين الأمان والحساسية في نفس الوقت، فكما يظهر في الصورة فإننا استطعنا السيطرة على منطقة الRestraining لتكون محصورة داخل هذا الشكل بينما منطقة الOperating تكون خارجها .



Characteristic of the New Differential Element in the Current-Ratio Plane

من السهل تشكيل ال operating characteristic المثالية من خلال التحكم في قيمة زاوية منطقة الrestraint والتي تسمى ب‍Setting **87LANG** ، والتحكم في نصف القطر الخارجي باستخدام Setting **87LR** ، أما بالنسبة لنصف القطر الداخلي فهو مقلوب ال87LR Setting أي هو 1/87LR.

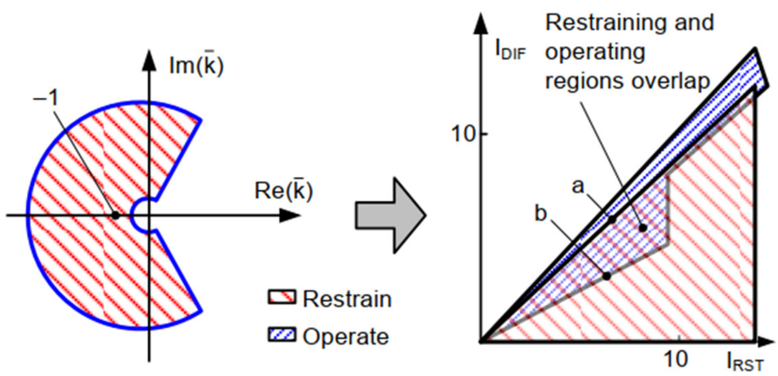
وبالتالي يمكن تقسيم Alpha Plane إلى منطقتي ال blocking و operating ، لتشمل منطقة الblocking او Restraining جميع الحالات التي لا يجب أن يكون فيها أي Trip وتستبعد منها جميع الحالات التي ممكن يكون فيها Trip حقيقي ...



(a) Alpha Plane differential element operating characteristic
(b) adaptive Alpha Plane characteristic with normal and extended security settings

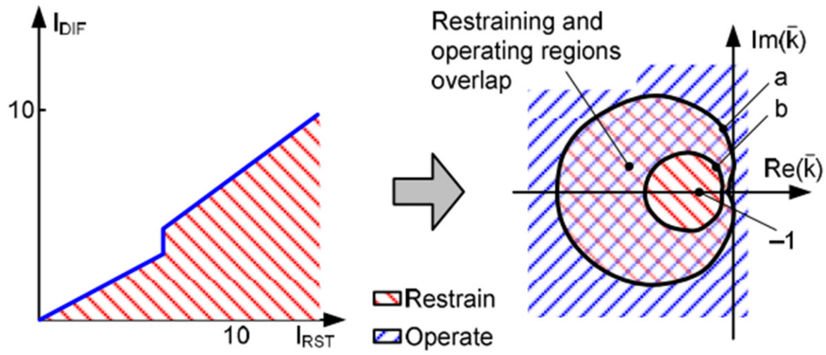
قام بعض المتخصصين بعمل تجربة باستخدام computer software simulations لمقارنة Percentage Differential Characteristic ب Alpha Plane Characteristics بهدف البحث عن أيهم اكثر أمان وحساسية ...

حيث قاموا بإيجاد عدد كبير من القيم الحدودية لIDiff و IRest على Alpha Plane Characteristics ومن ثم عكس هذه القيم على Percentage Differential Characteristic.



Mapping an Alpha Plane characteristic into the differential-restraining plane. The operating and restraining regions overlap on the differential-restraining plane.

ومن ثم إيجاد عدد كبير من القيم الحدودية لـIDiff و IRest على Percentage Differential Characteristic ومن ثم عكس هذه القيم على Alpha Plane Characteristics.



Mapping a dual-slope characteristic into the current-ratio plane. The operating and restraining regions overlap on the Alpha Plane.

يمكنكم الرجوع إلى هذا البحث للدخول إلى مزيد من التفاصيل بهذا الخصوص ...

Tutorial on Operating Characteristics of Microprocessor-Based Multiterminal Line Current Differential Relays

Bogdan Kasztenny, Gabriel Benmouyal, Héctor J. Altuve, and Normann Fischer
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

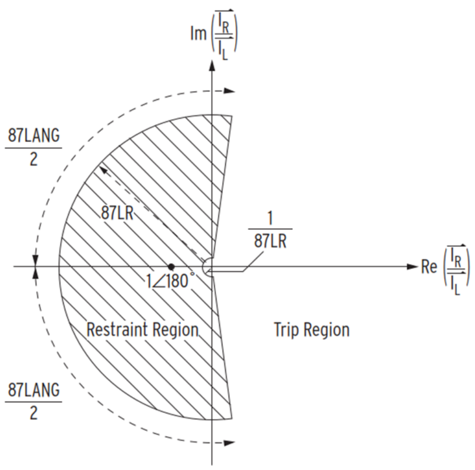
مبدأ عمل الdifferential protection في Alpha Plane هو أنه سوف يعمل في حال تحقق شرطين معا وهما :

1. أن قيمة differential current يجب أن تكون **أعلى** من minimum threshold 87LPP/ 87L2P/87LGP

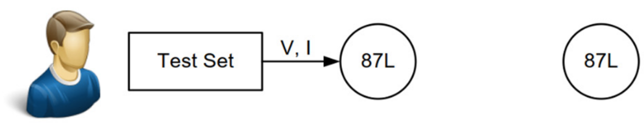
2. وأن تكون قيمة الAlpha **خارج** منطقة الRestraining أو عندما تكون هذه المنطقة غير مفعلة بالأساس.

وتتفعل منطقة الRestraining إذا تجاوزت قيمة الLocal وRemote current أكثر من 5%Inom .

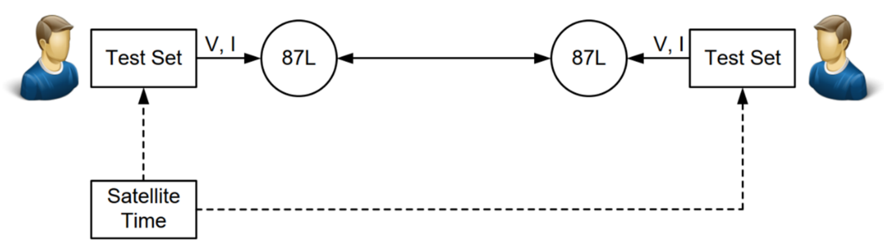
وتكون قيمة الAlpha **خارج** منطقة الRestraining عندما تكون النقطة خارج ال Radius وخارج حدود ال Block Angle وكلا القيمتين موجودة في الSetting .



عندما نريد اختبار الريليه فيجب أن نقرر أن هذا الاختبار يتم من خلال single-terminal أي هناك Single test set متصلة على single relay يتم حقن كلا ال local و remote currents عليه بدون الحاجة إلى حقن تيار من الطرف الآخر .



أو أننا نريد الاختبار من خلال multiterminal characteristic test أي من خلال توصيل أكثر من جهاز حقن على كل طرف .



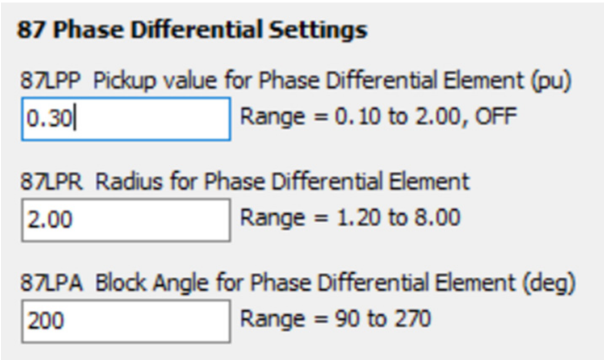
لذا يقوم الريليه عند اختباره بسؤالك عن Test mode المراد استخدامه فعليا .

```
=>>TEST 87L
Entering 87L Test Mode

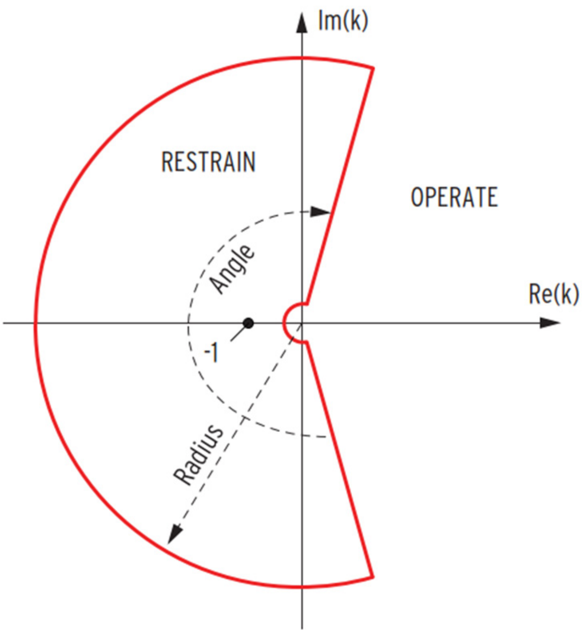
        Select Test: Characteristic or Loopback (C,L)                    ? c
        Test Mode: Single, Multi Terminal, or Disabled (S,M,D)           ? m
        87L Element: (A,B,C,Q,G)                                         ? a
```

لنفترض أننا نريد اختبار ال characteristic ك single-terminal ، ومن ثم اختبار ال 87L على phase A ك 87LA .

ومن خلال AcSELerator Quickset Software الخاصة بالتواصل مع SEL Relays تم وضع هذه ال Setting ، حيث قيمة ال-minimum phase current differential تساوي 0.3pu ، وقيمة ال-Radius تساوي 2 والBlock Angle تساوي 200 درجة .



ونريد تطبيق هذه القيم على ال Alpha Plane كما يلي : حيث نصف القطر الكبير قيمته 2 ويسمى بOuter Radius، بينما قيمة نصف القطر الصغير هو مقلوبه يعني ½ ويسمى ب Inner Radius، أما الزاوية 200 درجة فتنقسم إلى نصفين 100 درجة تبدأ من محور ال Real Part كنقطة مرجعية إلى جهة محور Imaginary الموجب و100 درجة إلى جهة محور ال Imaginary السالب .



في حالة ال single-terminal test ، فإن الريليه يفترض أن أحد تيارات الفازات الثلاث هو الLocal Current بينما تيار الفيز الذي يليه هو الRemote current ، يعني إذا اخترت اختبار ال 87L على phase A فإن الريليه يفترض أن هذا الphase هو local current بينما phase B هو الRemote current ، وهذا لأنه لا يوجد Remote current حقيقي نحقن من خلاله على الطرف الآخر .

وكذلك الحال عند اختبار 87LB فإن الLocal Current هو IB والRemote current هو IC ، وعند اختبار ال87LC فإن الLocal Current هو IC والRemote current هو IA.

أما بالنسبة ل87LQ فهي تمثل الDifferential negative sequence current **وقيمة IA هي قيمة I2 مباشرة ، ولا تحتاج إلى عمليات حسابية لإيجادها يعني إذا الSetting تاعها 0.25 تحقن من IA قيمة 0.25** ، أما 87LG فهي تمثل الDifferential zero sequence current وقيم الLocal Current لهما هو IA والRemote current هو IB.

Table 1 Single-terminal test analog substitutions

	87LA	87LB	87LC	87LQ	87LG
Local IA	IA			IA	IA
Local IB		IB			
Local IC			IC		
Remote IA	IB			IB	IB
Remote IB		IC			
Remote IC			IA		

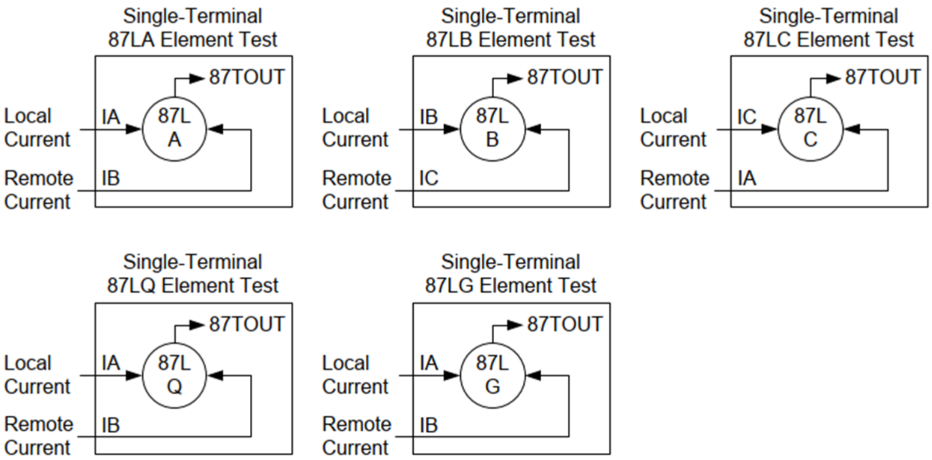


Figure 5 Diagrams of single-terminal test analog substitutions

هناك ثلاث اختبارات سوف نقوم بعملها لفحص هذا النوع من ال differential protection وهي كالتالي :

Pickup Setting Test "87LPP

Radius Setting Test "87LPR

Block Angle Setting Test "87LPA

Pickup Setting Test 87LPP

عند اختبار pickup للـ87LA فإننا نقوم بحقن تيار من phase A اقل من قيمة ال Setting 87LPP الذي قيمته 0.3 ومن ثم نرفع قيمة التيار تدريجيا حتى يصدر الريليه Pickup signal على LED أو إغلاق الـOutput contact المرتبط بـ87TOUT ومن ثم نخفض قيمة التيار تدريجيا للحصول على قيمة الـDrop off current وبعد ذلك نحقن قيمة ضعفي قيمة Pickup current ومن نقيس زمن الفصل واللي المفترض يكون لحظي أي بـmsec .

عند حقن 0.2AL0° على Phase A فقط فإن الريليه سوف يقرأ ما يلي :

	Phase A (MAG<ANG)	سبب ظهور هذه القيمة
Local Terminal Current for IA	0.2<0°	0.2<0°
Remote Terminal Current for IA	0<0°	لأنه لم يتم الحقن على *phase B*
Differential Current for IA	0.2<0°	المجموع الاتجاهي لقيم تياري *Local* و*Remote*
k<Alpha for 87LA	0<0°	تظهر في حال كان هناك قيمتين لتياري *Local* و*Remote* بقيمة أكبر من *5%Inom*

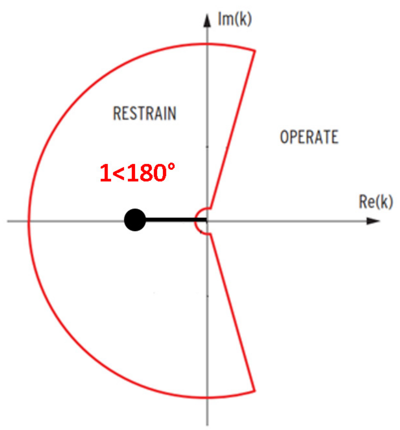
إذا تم اختيار Phase A لكي يتم اختبارها , فالريليه سوف يعمل Tripسواء رفعت قيمة تيار الحقن على Phase A أو Phase B ، وذلك لأننا قلنا أن Phase B يفترض الريليه أنها تمثل حالة Remote current الخاص بـPhase A، وهذا يعني أن رفع قيمة تيار الحقن على Phase C لن يشعر به الريليه حتى لو زادت عن قيمة الDiff Setting .

لاحظ أنه إذا كانت قيمة k<Alpha تساوي صفر فهذا يعني أنها غير مفعلة وبالتالي فإن الريليه سوف يعتمد فقط على قيمة differential current والتي يجب أن تكون **أعلى** من minimum threshold والتي تساوي 0.3 حتى يصدر إشارة الفصل الخاصة به ، وكأنها Overcurrent DT عادية.

Radius Setting Test 87LPR

عند حقن 0.5AL0° على Phase A و0.5AL180° على Phase B **فإننا نمثل حالة تيار الحمل في الوضع الطبيعي** ، فإن الريليه سوف يقرأ ما يلي :

	Phase A (MAG<ANG)	Phase B (MAG<ANG)	سبب ظهور هذه القيمة
Current Injection	0.5<0°	0.5<180°	القيمة الخارجة من جهاز الحقن كما هي
Local Terminal Current for IA	**0.5<0°**	--	الجهاز اعتبر أن الـ*phase A* هي الـ *local current*
Remote Terminal Current for IA	--	**0.5<180°**	الجهاز اعتبر أن الـ*phase B* هي الـ *Remote current*
Differential Current for IA	**0<0°**=0.5<0°+0.5<180°		المجموع الاتجاهي لقيم تياري *Local* و*Remote*
k<Alpha for 87LA	**1<180°**= (0.5<180°)/ (0.5<0°)		نتيجة قسمة التيار الصغير على التيار الكبير بغض النظر من هو الـ *local* أو الـ*Remote*بينهما



وبما أن قيمة k<Alpha داخل منطقة الRestrain فإن الريليه سوف يبقى مستقر ولن يصدر أي إشارة فصل.

ولاختبار قيمة ال **Outer Radius** والتي تساوي 2 حسب الSetting **نثبت قيمة ال Remote Current** على 0.5 كمثال فقط عند حساب قيمة k=(IL)/(IR)) ، **ومن ثم نزيد مقدار الLocal current** من 0.5 بهدف الخروج من منطقة الRestrain من جهة اليسار.

وسوف يصدر الريليه إشارة الفصل عندما تتجاوز قيمة تيار الحقن على I Local 1.0 أو ±5% منها ، **والتي عندها سوف تصبح قيمة** 2.0=(0.5) /(1.0) =(IL)/(IR).

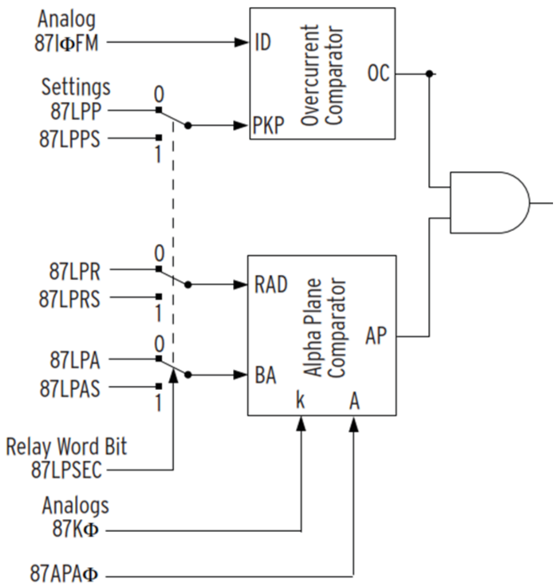
ولاختبار قيمة ال Inner Radius والتي تساوي مقلوب 2 أي 0.5 **نثبت قيمة الLocal Current** على 0.5، **ومن ثم نزيد مقدار الRemote current** من 0.5 بهدف الخروج من منطقة الRestrain من جهة اليمين.

وسوف يصدر الريليه إشارة الفصل عندما تصل قيمة تيار الحقن على I Remote إلى 1.0 أو ±5% منها ، **والتي عندها سوف تصبح قيمة** 0.5=(1.0) /(0.5) =(IL)/(IR).

Diff. Element	OUTER RADIUS OPERATION				INNER RADIUS OPERATION			
	IR **(fixed)** A	I Local		Radius (IL/IR)	IL **(fixed)** A	I Remote		Radius (IL/IR)
		Restraint up to	Operate			Restraint up to	Operate	
87LA (R Phase)	0.5	0.992	0.993	2.0	0.5	0.994	0.995	0.50
	1.0	2.003	2.004	2.0	1.0	2.004	2.005	0.50

ملاحظات هامة :

1. في هذا الاختبار لم نغير أي شيء على الزاوايا وتم تثبيت زاوية الLocal Current على 0° وزاوية الRemote Current على 180° .
2. لكي يصدر الريليه إشارة الفصل معتمدا على Alpha Characteristic فإنه يجب أن يحقق ثلاثة شروط داخلة على AND gate ، بمعنى أنه يجب تحقيق شرطين (الزاوية وال minimum threshold) واختبار الثالث وهو الRadius.

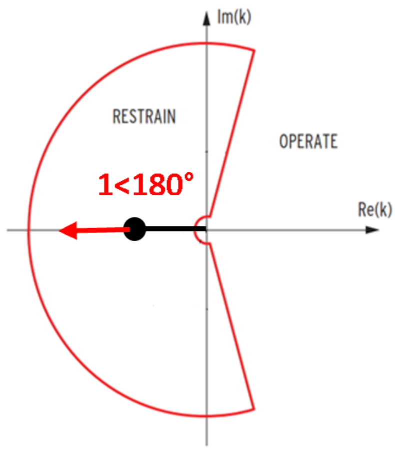


3. تتحرك النقطة k الى اليسار وسوف يصدر الريليه إشارة فصل في حال تجاوزت قيمة k قيمة الOuter Radius والتي تساوي (IL)/(IR) في حالتين :

A. إما تثبيت الRemote Current ومن ثم زيادة قيمة الLocal Current

B. أو تثبيت الLocal Current ومن ثم تقليل قيمة الRemote Current

$$k \uparrow = \frac{I_L \uparrow}{I_R} \quad OR \quad k \uparrow = \frac{I_L}{I_R \downarrow}$$

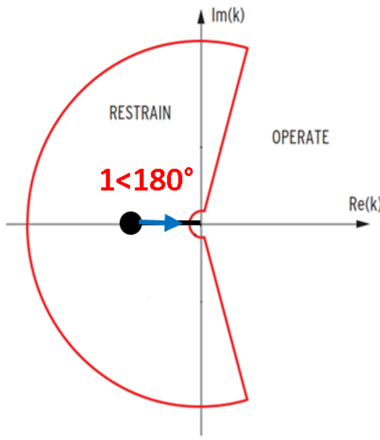


4. تتحرك النقطة k الى اليمين وسوف يصدر الريليه إشارة فصل في حال تجاوزت قيمة k قيمة الInner Radius والتي تساوي (IL)/(IR) في حالتين :

A. إما تثبيت الRemote Current ومن ثم تقليل قيمة الLocal Current

B. أو تثبيت الLocal Current ومن ثم زيادة قيمة الRemote Current

$$k\downarrow=\frac{I_L\downarrow}{I_R}\qquad OR\qquad k\downarrow=\frac{I_L}{I_R\uparrow}$$



Block Angle Setting Test 87LPA

لكي نختبر ال Block Angle Settingفإننا نحقق قيمة الLocal Current و الRemote current بقيمتين متساويتين أكبر من Diff pickup value و من ثم نضع local current على زاوية 0° و remote current على زاوية 180°، وبعدها نقوم بتغير زاوية local current عكس عقارب الساعة لحين أن يصدر الريليه إشارة فصل والتي تمثل الدخول إلى operating region ومن ثم نقوم بتغير الزاوية مع عقارب الساعة لحين ان يعمل الRelay Reset والتي تمثل الدخول إلى restraining region ونسجل في التقرير حدود زوايا لمنطقتي التشغيل وعدم التشغيل .

وسوف تكون ال Restraining angle المتوقعة هي في حدود :

Alpha angle Range = 180°-(87LPA/2) to 180°+(87LPA/2)

Setting 87LPA =200°

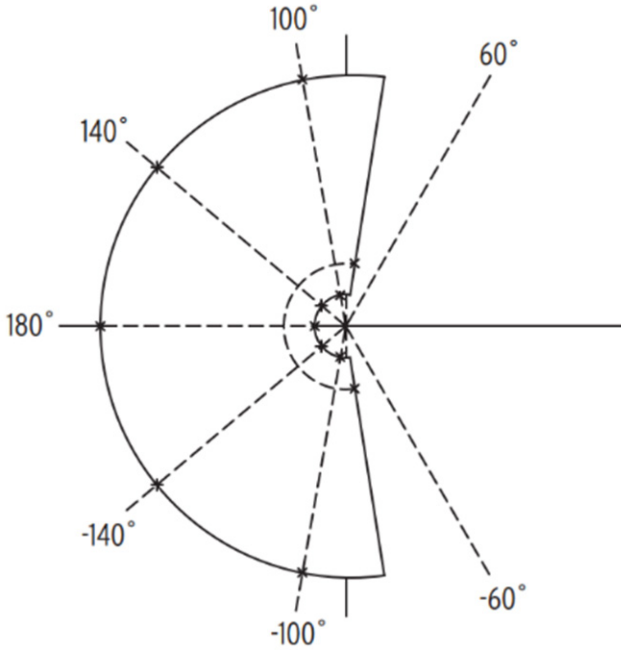
Alpha angle Range = 180°-(200/2) to 180°+(200/2)

Operating angle = 80° to 280°

Restraining angle = 280° to 80°

ونسبة الخطأ المتوقعة هو ± 5 deg

ونطبق نفس الخطوات لباقي الفازات .



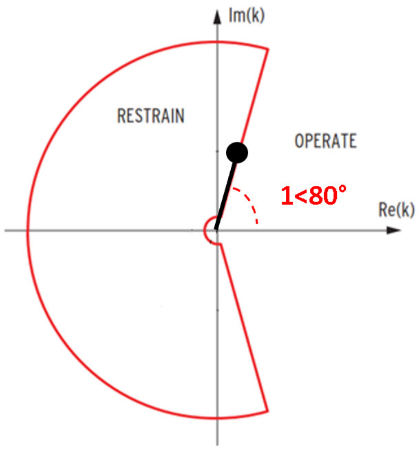
Diff. Element	IL angle (fixed)	OPERATING REGION		RESTRAINING REGION	
		IR angle at Relay operates	Alpha Angle= |<IR - <IL |	IR angle at Relay resets	Alpha Angle= |<IR - <IL |
87LA (R Phase)	<0deg	80.2-282.2	202	279.8-82.2	197.6

بعض الملاحظات بما يتعلق بقراءات الريليه :

عند حقن 0.5AL100° على Phase A و0.5AL180° على Phase B فإن الريليه سوف يقرأ ما يلي :

	Phase A (MAG<ANG)	Phase B (MAG<ANG)	سبب ظهور هذه القيمة
Current Injection	0.5<100°	0.5<180°	القيمة الخارجة من جهاز الحقن كما هي
Local Terminal Current for IA	**0.5<0°**	--	**الجهاز يعتبر أن ال*phase A* هي القيمة المرجعية وبالتالي الريليه يجعل زاويته دائما صفر**
Remote Terminal Current for IA	--	**0.5<80°**	الزاوية 80 هي فرق الزاوية بين تياري ***Local*** و***Remote*** عند افتراض ان ال***phase A*** زاويته صفر لأنه مرجعي ، فقام بطرح ***100°*** من كلا التيارين،
Differential Current for IA	**0.765<40°**= (0.5<0°+0.5<80°)		المجموع الاتجاهي لقيم تياري *Local* و*Remote*
k<Alpha for 87LA	**1<80°**= (0.5<80°)/ (0.5<0°)		نتيجة قسمة التيار الصغير على التيار الكبير بغض النظر من هو ال *local* أو ال*Remote*بينهما

**قيمة k<Alpha على حدود المنطقة بين Operate وRestrain .



عند حقن 1.0AL0° على Phase A و0.5AL180° على Phase B فإن الريليه سوف يقرأ ما يلي :

	Phase A (MAG<ANG)	Phase B (MAG<ANG)	سبب ظهور هذه القيمة
Current Injection	1.0<0°	0.5<180°	القيمة الخارجة من جهاز الحقن كما هي
Local Terminal Current for IA	**1.0<0°**	--	**الجهاز اعتبر أن ال*phase A* هي ال** *local current*
Remote Terminal Current for IA	--	**0.5<180°**	**الجهاز اعتبر أن ال*phase B* هي ال** *Remote current*
Differential Current for IA	**0.5<0°**= (1.0<0°+0.5<180°)		المجموع الاتجاهي لقيم تياري *Local* و*Remote*
k<Alpha for 87LA	**0.5<180°**= (0.5<180°/1.0<0°)		نتيجة قسمة التيار الصغير على التيار الكبير بغض النظر من هو ال *local* أو ال*Remote*بينهما

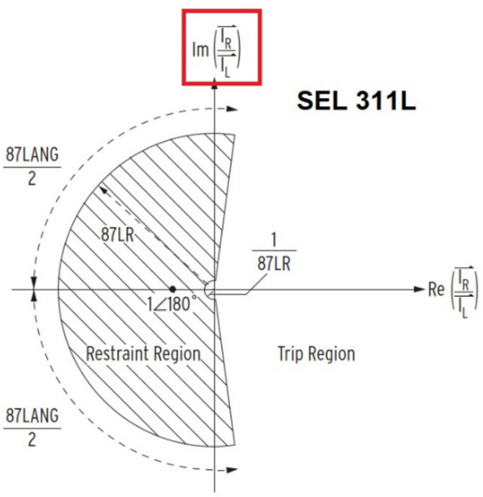
عند حقن 0.5AL0° على Phase A و1.0AL180° على Phase B فإن الريليه سوف يقرأ ما يلي :

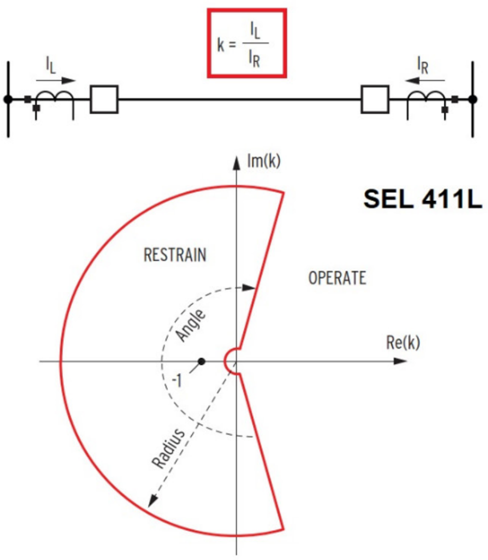
	Phase A (MAG<ANG)	Phase B (MAG<ANG)	سبب ظهور هذه القيمة
Current Injection	0.5<0°	1.0<180°	القيمة الخارجة من جهاز الحقن كما هي
Local Terminal Current for IA	0.5<0°	--	الجهاز اعتبر أن الـphase A هي الـ *local current*
Remote Terminal Current for IA	--	1.0<180°	الجهاز اعتبر أن الـphase B هي الـ *Remote current*
Differential Current for IA	0.5<180°= (0.5<0°+1.0<180°)		المجموع الاتجاهي لقيم تياري *Local* و*Remote*
k<Alpha for 87LA	0.5<180°= (0.5<0°/1.0<180°)		<u>نتيجة قسمة التيار الصغير على التيار الكبير بغض النظر من هو الـ ***local*** أو الـ***Remote***بينهما ، هذه تمثل فقط كيفية قراءة الـ***k*** دون التأثير على الـ***Settings***</u>

مفهوم الـLocal والـRemote هو نسبي ، بمعنى إذا كنت في الـlocal فإن تيار الـlocal بالنسبة هو 0.5A بينما تيار الـRemote بالنسبة لك هو 1.0A ، بينما في Remote End Substation فإن قراءة الريليه سوف تكون العكس وسوف يعتبر الـlocal هو 1.0A والـ Remote هو 0.5A ، وهذا يعني أن قراءة الـk سوف تختلف بين كلا الريليهين على كل طرف , لذا تم الاتفاق أن تكون قراءة k هو الصغير على الكبير وهذا يعني أن قرائتها سوف أقل من 1 دائما ...

يوجد بعض المهندسين عندهم لبس في حساب قيمة k هل هو (I local/I Remote) أم هي (I Remote /I local) !!

وسبب هذا اللبس هو مانيوال 311L والذي فيه k=IR/IL بينما يذكر مانيوال 411L بأن k=IL/IR وكلاهما يمثل طول نصف القطر !!





عند اختيار Loopback بهدف فحصها فإنه عند حقن 1.0AL0° على Phase A فقط فإن الريليه سوف يقرأ ما يلي :

	Phase A (MAG<ANG)	Phase B (MAG<ANG)	سبب ظهور هذه القيمة
Current Injection	1.0<0°	0	القيمة الخارجة من جهاز الحقن كما هي
Local Terminal Current for IA	1.0<0°	--	**الجهاز اعتبر أن ال*phase A* هي ال *local current***
Remote Terminal Current for IA	--	1.0<0°	**الجهاز قام بعكس صورة *Local current* كما هي كالمرآه تماما بنفس القيمة والزاوية**
Differential Current for IA	2.0<0°= (1.0<0°+1.0<0°)		المجموع الاتجاهي لقيم تياري *Local* و*Remote*
k<Alpha for 87LA	0<0°		**لم يتم حساب قيمة *k* هنا وذلك لأن النقطة وقعت خارج حدود ال*Restrain Region* بمعنى أن *k* تحركت باتجاه ال*Real Part* الموجب, ولا يتم حساب *k* الا اذا كانت داخل منطقة ال*Restrain* فقط**

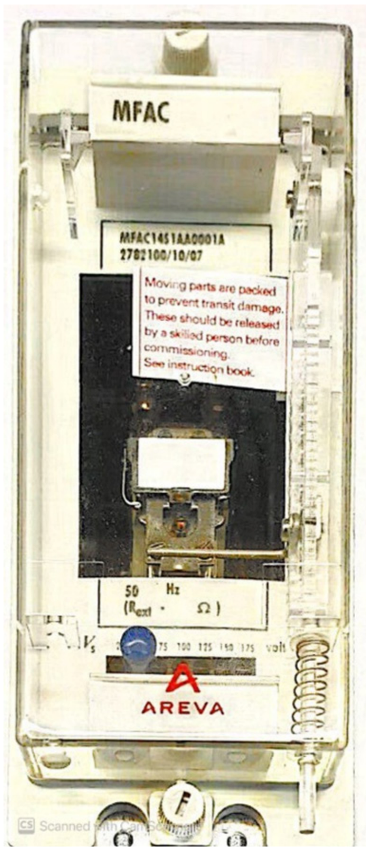
High Impedance (hi-z) Hifferential Protection

ناقشنا سابقا الBiased Differential Protection وطريقة تحليل ال characteristic curveالخاص بعدة شركات عالمية لتصنيع الRelays منها SIEMENS و ABB و ALSTOM والSEL Relays ، وكل حماية تفاضلية يعتمد نظام تشغيلها على المنحنيات يطلق عليها اسم Low Impedance Biased Differential Protection.

فهل هذا يعني أن هناك High Impedance Unbiased Differential Protection ، بالطبع نعم ، يستخدم High Impedance Differential relay في حماية عدة معدات في النظام الكهربائي والتي يأت من أهمها Generator و Busbar و Motor وReactor و Auto- transformers وليس مع ال normal transformers ذات ال windings المنفصلة ، بينما يمكن استخدامها في Restricted earth fault protection لحماية كل winding للمحول بشكل منفصل وعلى حدى .



MCAG
Current-calibrated
high impedance

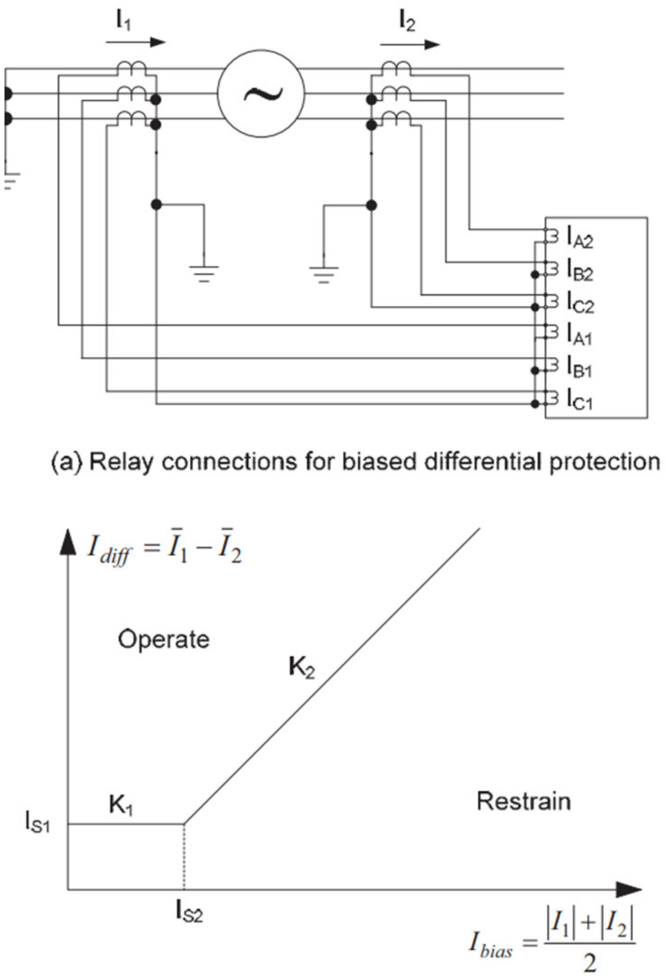


MFAC
Voltage-calibrated
high impedance

بدأ تصنيع Current Balance Differential Relay اعتمادا على قانون كيرشوف للتيار ، والذي ينص على أن مجموع التيارات الداخلة إلى نقطة يجب أن يساوي مجموع التيارات الخارجة منه.

قلنا من قبل أنه كان يعيب هذا النوع في بداية تصنيعه ، هو عدم الاستقرار -أي أنه كان يعمل أحيانا بشكل خاطئ- ، وخاصة في حالات عدم الاتزان الطبيعي للتيارات أو في حالة الExternal fault.

وعندها بدأ البحث عن حلول تضمن لنا استقرار الريليه في حال external faults أو switching transients أو التيارات الطبيعية الناتجة من motor starting أو transformer energization.



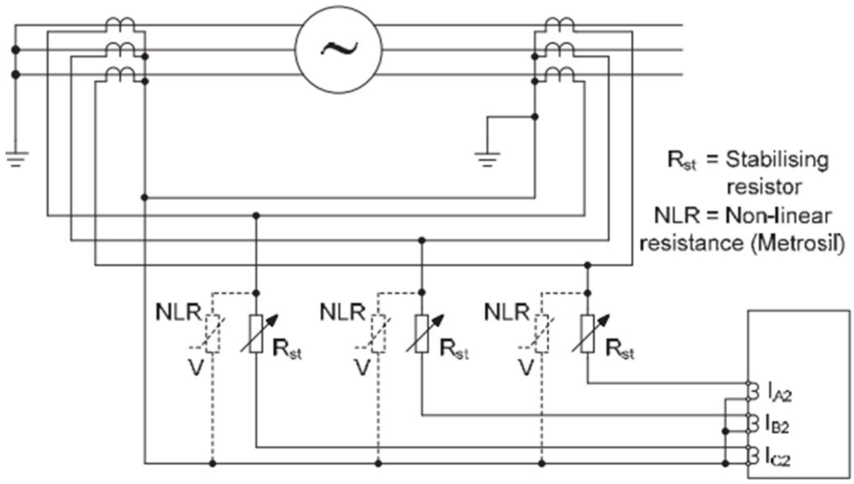
(a) Relay connections for biased differential protection

(b) Biased differential operating characteristic

وتم حل معظم هذه المشاكل عمليا بإحدى طريقتين :

1. إما من خلال إضافة Restraining coil على التوالي مع pilot wires وبالتالي يصبح ال Operating coil متصل في منتصف ال Restraining coil وحينها يصبح اسمها Biased Differential relay والتي تسمى أيضا باسم Percentage Differential relay وتسمى ب Low Impedance Differential relay ، وهي التي تستخدم فكرة ال Diff curves ، والتي قمنا بشرحها بالتفصيل سابقا.

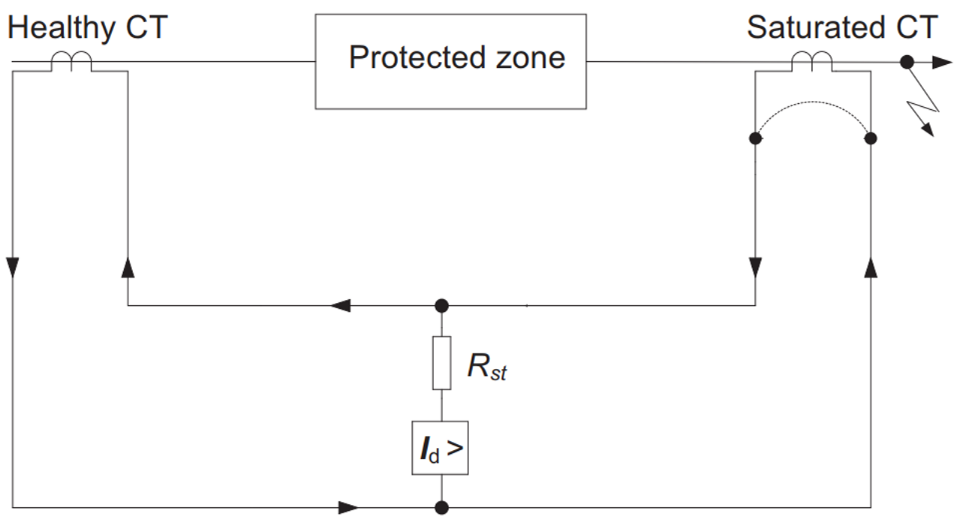
2. أو يمكن حل هذه المشاكل من خلال إضافة مقاومة عالية على التوالي مع ال Operating coil فحينها يصبح اسمه ب High Impedance Differential relay .



وسميت ب High Impedance بسبب إضافة High Impedance على التوالي مع الريليه وهذا بالتأكيد سوف يزيد من قيمة الBurden load على أطراف الCT ، هذا التعديل الذي أدخل على Differential relay الهدف منه **أن لا يتأثر** بحدوث أي Saturation على أحد الCT's على أطراف الProtected element ويبقى محافظا على استقراره أثناء الأعطال الخارجية ، فكيف يتم ذلك؟

من المعلوم أنه في حال حدوث تشبع أو Saturation في أحد الCT's نتيجة External fault, فإن الcurrent الخارج من الProtected Element يصبح مختلفا تماما عن ال current الداخل إليه.

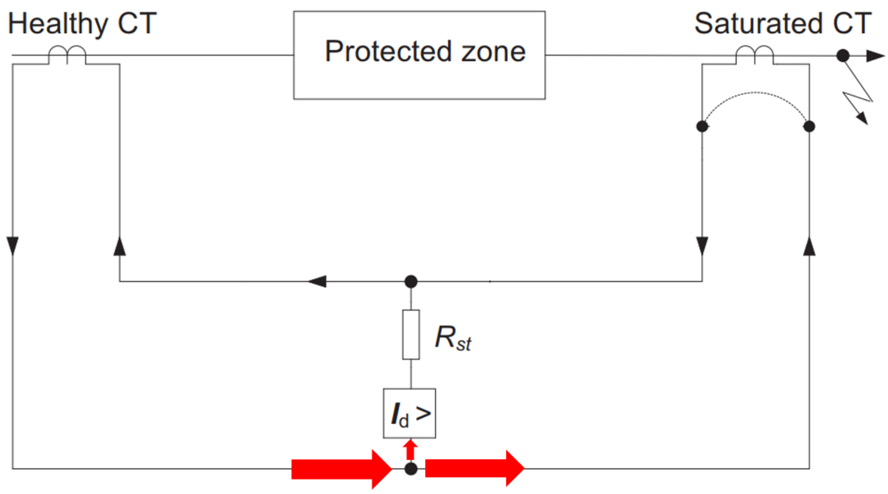
و الDifferential relay سوف يظن أن هذا العطل هو Internal fault وليس External fault فيصدر قرار فصل خاطئ.



وللتغلب على هذه المشكلة فقد وضعت مقاومة عالية على التوالي مع الRelay .
وبسبب هذه المقاومة العالية فإن جزء كبير من التيار **سيفضل المرور في مسار ال Saturated CT والذي أصبحت مقاومته منخفضة بعد التشبع عن المرور في مسار ال Relay ذي المقاومة العالية** , ومن ثم فلا يتأثر الRelay بهذه المشكلة ويبقى مستقر ،
لاحظ في الصورة كيف يسري التيار في مسار مغلق لحظة حدوث CT Saturation دون المرور في مسار الRelay.
ال High impedance differential protection هو نوع خاص من الحمايات التفاضلية قادرة على التكيف مع حالات ال non-linear characteristic الناشئة لحظة تشبع محول التيار ، ويبقى محافظا على استقرارية نظام الحماية .

****عند حدوث External Fault** فإنه سوف يحدث أحد أمرين :
1. إما ألا يحدث تشبع -Saturation- لأي من الCT's وفي هذه الحالة لن يشعر الRelay بالعطل -كما هو مفترض- لأن مجموع تياري الدخول والخروج يساوي صفر داخل ال Relay لأنهما عكس بعضهما.
2. أو أن يحدث تشبع لأحد الCT's بمعنى أن الCT في هذه الحالة يصبح وكأنه Short Circuitوسوف يصبح هناك عدم اتزان بين طرفي الRelay!!، في هذه الحالة وبعد إضافة المقاومة العالية , فإن تيار العطل القادم من الCT الذي لم يحدث له Saturation سيجد أمامه طريقين :
- أحدهما وهو الRelay ومعه المقاومة العالية
- والآخر وهو CT الذي دخل في مرحلة ال Saturation

وبالطبع فإن جزءا كبيرا من هذا التيار سوف يفضل المرور في Saturated CT لأن مقاومته اقل مقارنة ب المقاومة العالية الموصولة على التوالي مع الRelay.
فكما هو معلوم أن التيار الأكبر يذهب الى المقاومة الأقل , ولن يذهب إلى الRelay سوى جزء صغير من التيار غير قادر على تشغيله , ومن ثم لن يتأثر الRelay بهذا العطل الخارجي .



في حالة الأعطال الداخلية Internal fault والتي من المفترض أن تشعر بها الRelay نحن أمام أمرين أيضا :

1. إما أن تكون تغذيه العطل من الtwo CT's في اتجاه واحد داخل الRelay وبالتالي سيشعر الRelay بالعطل .
2. أو ان تكون تغذية العطل من CT واحد , وحينها سوف يكون قيمة تيار العطل كبيرة جدا ، حيث أن الجزء الصغير من التيار والمار بRelay سوف يكون قادرا على تشغيله ، حيث من المفترض أن قيمة تيار Internal Fault أعلى مقارنة بنفس نوعه من External fault.

أما إذا حدث Saturation أثناء العطل الداخلي ، فإن ذلك لا يسبب أي مشكلة ، لأن معنى حدوث Saturation لأحد الCT's أن الفرق بين الداخل والخارج سيكون كبيرا ولذا سيصدر الRelay قرار الTrip ، وبما أنه عطل داخلي فهذا الفصل سيكون طبيعيا وليس خاطئا.

ولكن هل هذا معناه أنه لا يمكن حل مشكلة CT Saturation لحظة ال External fault في حالة Low Impedance Differential relay ؟

بالطبع يمكن حلها ، وقلنا من قبل أن العلماء وجدوا العديد من الحلول التقنية للتعامل معها , ولكن ما يميز ال High Impedance Differential Protection هو بساطة تصميمها وسهولة التعامل معها بالاضافة أنها **أكثر استقرارية** من Low impedance protection، و أدى ذلك إلى انتشارها نسبيا في معظم البلدان ، والمهندسون أصبح لديهم خبرة واسعة في التعامل معها نظرا لقدمها في حماية الPower system .

في فترة من الزمن بدأت المحطات الحديثة تستخدم ال Low Impedance Differential في حماية الBB protection كونه الأكثر حداثة وتطورا ، ولكن بعد حدوث بعض المشاكل والتي لا يمكن حلها إلا من خلال المصنع نفسه فقط وصعوبة تعامل المهندسين معها أثناء الصيانة أو الأعطال ، جعل الإدراة تقرر العودة إلى ال High Impedance Differential Protection مرة أخرى .

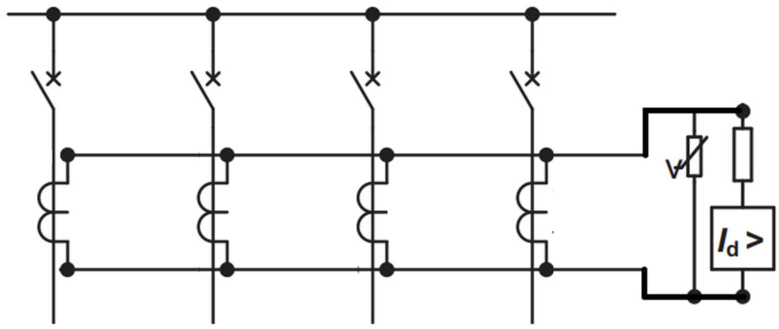
ما الفرق بين High Impedance Differential Protection و Low Impedance Differential Protection؟

سوف نذكر لكم أهم الفروقات الرئيسية بين High Impedance Differential Protection و Low Impedance Differential Protection حتى يتسنى لكم التمييز بينهم .

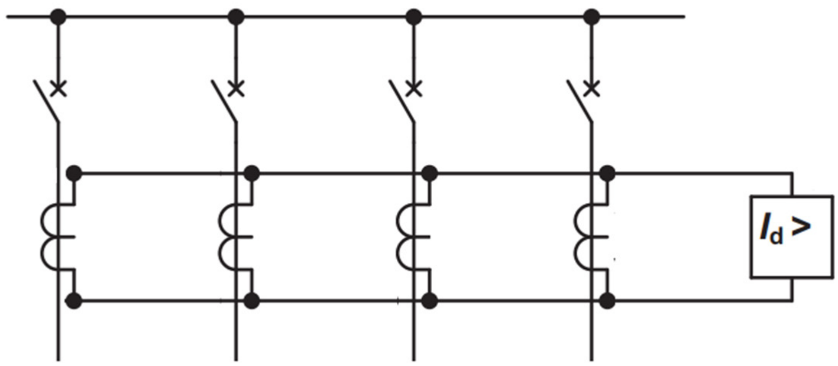
1. عادة ما يتم تشغيل High impedance protection من خلال توصيل جميع CT's secondary مع بعضها على التوازي ، ومن ثم توصيل محصلتهم إلى الRelay ، وبالتالي يشترط أن تكون كل ال CT's الموصولة مع بعضها دقيقة وأن تكون بنفس المواصفات تماما.

وعادة ما تكون من نوع **Class X** حسب الستاندرد البريطاني BS3938 أو **Class PX** حسب IEC60044-1 ، وذلك لان هذا النوع من CT's يمتاز ب knee point voltage كبيرة تتلائم مع الBurden Load العالية ، وحتى لا تدخل CT مرحلة الSaturation لحظة العطل بشكل سريع.

و وجوب تماثل الCT’s المتصلة مع بعضها على التوازي **يعتبر أحد عيوب ال High impedance protection** ، لأن هذا شيء لا يمكن تحقيقه عمليا فلا بد أن يكون هناك بعض الاختلافات البسيطة حتى لو كان الCT له نفس الموصفات ومن نفس المصنع، بالإضافة أنه لا يمكن مشاركة نفس CT core المستخدم مع High impedance protection مع حمايات أخرى.



بينما ليس من الضرورة أن تكون كل ال CT’s الموصولة مع بعضها بنفس المواصفات وليس لها أي مواصفات خاصة في Low impedance protection وهذه تعتبر ميزة فعليا ، حتى أنه لا مانع لديها لو كانت CT Ratio مختلفة لكل CT على حدى أو أن الCT polarity غير متطابق ، حيث يمكن من خلاله عمل CT ratio matching أو تعديل ال CT polarity بسهولة في داخل ال Relay بدون اللجوء إلى عمل rewiring للتوصيلات مرة أخرى .



بالإضافة أنه يمكن مشاركة نفس CT core المستخدم مع Low impedance protection مع حمايات أخرى في نفس الريليه ، بمعنى أنك تستطيع استخدام نفس الCT core لحماية Diff protection وبنفس الوقت تستخدمه نفسه للOvercurrent و Restricted Earth Fault protection مثلا.

وأهم سبب لقدرتنا على مشاركة نفس الCT core في أكثر من مكان ، هو أن هذه الحماية من اسمها low impedance ، وهذا يعني أنه قيمة الCT burden لن تكون مرتفعة ، حيث من المعلوم أنه كلما زاد الBurden على أطراف الCT ، فإن احتمالية دخول الCT إلى مرحلة الSaturation سوف تزداد ، لذا سميت هذه الحماية ب Low impedance protection وذلك لأنها تعتبر Low secondary burden بالنسبة للCT .

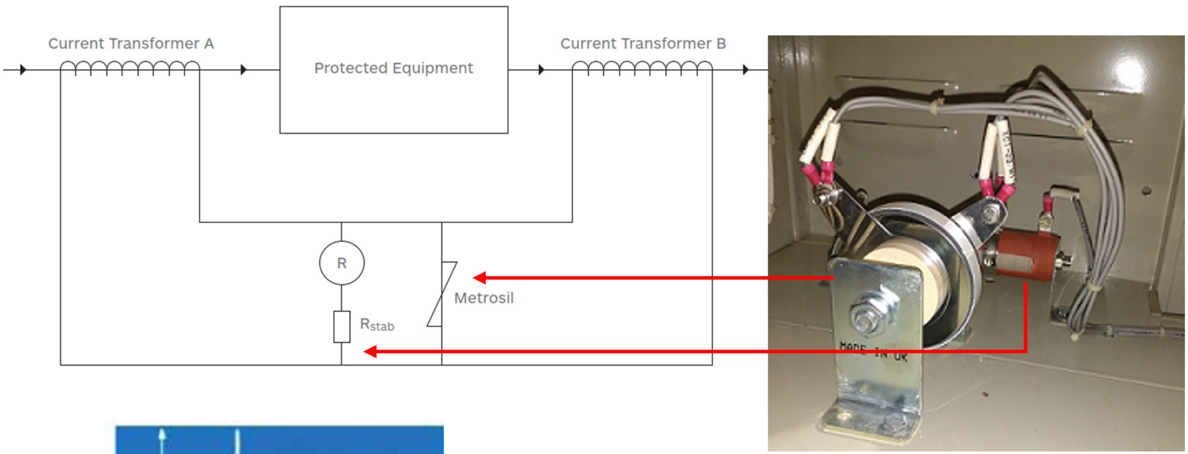
2. في ال High Impedance Differential Protection ، **تمت إضافة Stabilizing Resistor** على التوالي مع الRelay لضمان الاتزان لحظة الCT Saturation ، وعندها يمكن تخفيض قيمة ال relay current setting إلى أي قيمة عملية ، لذا يعتبر High Impedance بأنه أكثر استقرارية أمام الأعطال الخارجية.

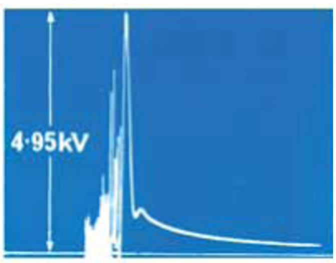
قد نحتاج استخدام مقاومة غير خطية non-linear resistor تسمى بالMetrosil **توضع على التوازي** مع محصلة كل CT's لحماية ال Hi-Z Relay والدوائر المتصلة بها من الجهود العالية **أثناء الأعطال الداخلية** ، وذلك لأن جميع الCT's سوف تغذي High Impedance بتيار كبير لحظة العطل، وعليه سوف يرتفع الجهد أيضا بشكل كبير على أطراف ال relay مما قد يسبب تدميرها ، بالإضافة أنه قد يحصل تشبع شديد لمحولات التيار في تلك اللحظة (يعني بصير محول التيار نتيجة ارتفاع burden اثناء العطل وكأن الCT secondary مفتوح والجهد سوف يتخطى مقدار knee point وسوف يرتفع flux بداخل core وممكن يصير مشكلة في CT إذا لم تستخدم الMetrosill خاصة في حال كان قيم الجهد المتوقعة كبيرة)

ستعمل metrosil على حماية relay من هذا الارتفاع لأن قيمة مقامتها متغيرة مع الجهد ، يعني كلما **ارتفع الجهد** على أطرافها **قلت قيمة مقاومتها** بشكل سريع ، وكأنها قامت بتوجيه التيار بالمرور من خلالها وليس من خلال الRelay للمحافظة عليه وكأنها أصبحت ال jumber، وكلما كان الجهد على أطرافها في ظروف طبيعية زادت مقاومتها ومنعت التيار من المرور من خلالها .

لذا يمكن القول أن يوجد غايتين من إضافة الMetrosil :

1. **حماية الRelay Input** من خلال تحديد قيم الsecondary voltage إلى قيم آمنة **لحظة العطل .**
2. **حماية الCT** من ارتفاع قيمة الجهد على أطرافه **لحظة العطل** .



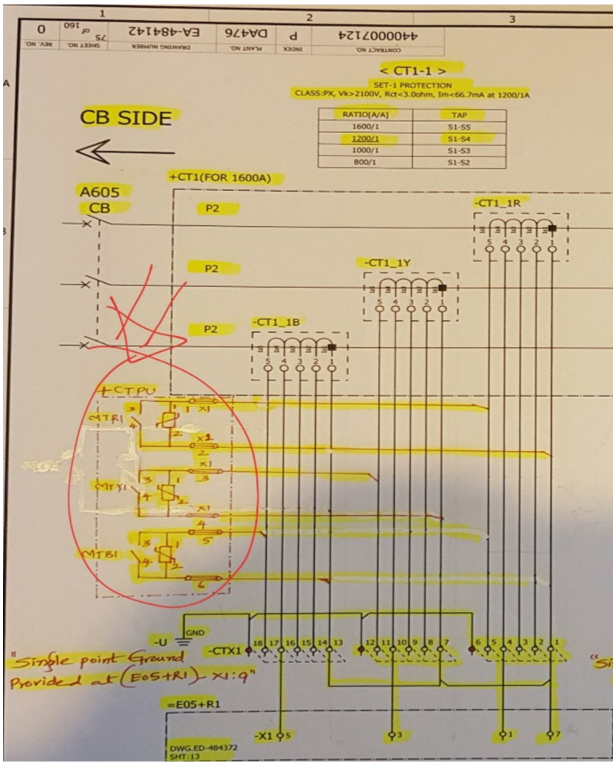


Voltage surges Without Metrosil Protection



Voltage surges With Metrosil (Type 300A/S1) Passing 10mA

هناك خطأ شائع لدى كثير من مهندسي الحماية اذا ما سألتهم عن وظيفة الMetrosil في Hi-Z Protection كان جوابهم "هو حماية relay أثناء حدوث open circuit على أطراف CT" !!



ويكون الجواب صحيح في حال تم وضع Metrosil على أطراف الCT وليس أطراف الريليه كما هو ظاهر في الصورة ، لحماية محول التيار بشكل رئيسي من ارتفاع الجهد على طرفه الثانوي لمستويات خطيرة جدا ، وذلك بسبب كون أحد أطرافه مفتوحا بالخطأ أثناء مرور تيار عال خلال طرفه الابتدائي وبشكل خاص عند تيارات العطل ، بالإضافة لحماية الشخص المتعامل مع محول التيار والمعدة المتصلة به أو القريبة منه.

قيم الجهد التي سيصل اليها محول التيار على طرفه الثانوي في حال تركه مفتوحا ستكون قريبة أو قد تفوق جهد التشبع Vk الخاص به ، ويعتمد ذلك بالتأكيد على قيمة التيار المار خلال طرفه الابتدائي.

عادة ما يتم استخدام ال Metrosil فقط على محولات التيار الخاصة بحماية خطوط النقل Line Diff CT's ، والسبب أن قيمة جهد التشبع Vk لمحول التيار المستخدم للحماية على خطوط النقل في العادة تكون هي الأعلى بين جميع محولات التيار في المحطة وتتخطى عادة 2000Vrms مع العلم أن جهد التشبع لمحول التيار على حماية 87B أو87T تتراوح ما بين 500V إلى 800V .

والسبب في ذلك هو كون أعلى قيم لتيارات العطل تكون على خطوط النقل بحيث قد تصل الى 20 مرة اكثر من تيار CT rated current بينما على حماية المحول 87T قد تصل قيمة أقصى تيار عطل إلى 6 اضعاف تيار CT rated current .

أما بالنسبة لمحول التيار على HV BB ، فعلى الرغم أن تيار الأعطال خلاله ستكون مشابهة لتيارات العطل المارة خلال خطوط النقل ، إلا أن جهد التشبع لمحولات التيار المستخدمة عليه تكون أقل بكثير من تلك المستخدمة على خطوط النقل ، وذلك لأن الحماية التفاضلية على وقاية BB تستطيع التعرف على حدوث تشبع لمحول التيار في حال الأعطال الخارجية الشديدة من خلال منحنى الحماية المستخدم في Low impedance 87B أو من خلال stabilization resistor المستخدمه في High impedance 87B أيضا لكون حماية BB تكون لحظية ولا يتأثر زمن الفصل بقيمة التيار.

ارتفاع قيمة جهد التشبع Vk لمحول التيار بالرغم من كونه أمرا مفيدا بالنسبة لعمل أجهزة الحماية بحيث تحصل على محول تيار يستطيع العمل بنفس دقة القياس المطلوبه على تيارات عطل كبيرة جدا (عشرات أضعاف تيارة المقنن) ، إلا أن هذا الارتفاع في جهد التشبع قد يصبح خطيرا جدا في حال كون أحد أطرافه مفتوحا أثناء مرور تيارات العطل الكبيرة.

ولتجنب هذه المشكلة فإنه وبحسب المعايير المتبعة بخصوص محولات التيار بحسب الكود الامريكي IEEE أو البريطاني BS ، فإنه يجب وضع مقاومة غير خطية Metrosil أو CTPU's-Current transformer Protection Unit على أطراف محول التيار عند تجاوز قيمة جهد التشبع 3500V peak أي تقريبا 2500V rms ، وذلك لتجنب المخاطر المترتبة على هذا الارتفاع الكبير ، فإذا كانت قيمة الفولتية أقل من ذلك فلا داع لتركيب هذه المقاومة.

ويمكنكم الرجوع الى IEEE C57.2018 standerd, section 6.7.1 لمزيد من التفاصيل..

والخلاصة أنه اذا وضع الMetrosil على أطراف الريليه فالهدف منه هو :

1. **حماية الRelay Input** من خلال تحديد قيم الsecondary voltage إلى قيم آمنة **لحظة العطل** .

2. **حماية الCT** من ارتفاع قيمة الجهد على أطرافه **لحظة العطل** .

وإذا وضع الMetrosil على أطراف الCT فالهدف منه هو :

حماية الCT بشكل رئيسي من ارتفاع الجهد على أطرافه الثانوية لمستويات خطيرة جدا ، وذلك بسبب ترك أحد أطرافه مفتوحا بالخطأ أثناء مرور تيار عال خلال CT Primary side.

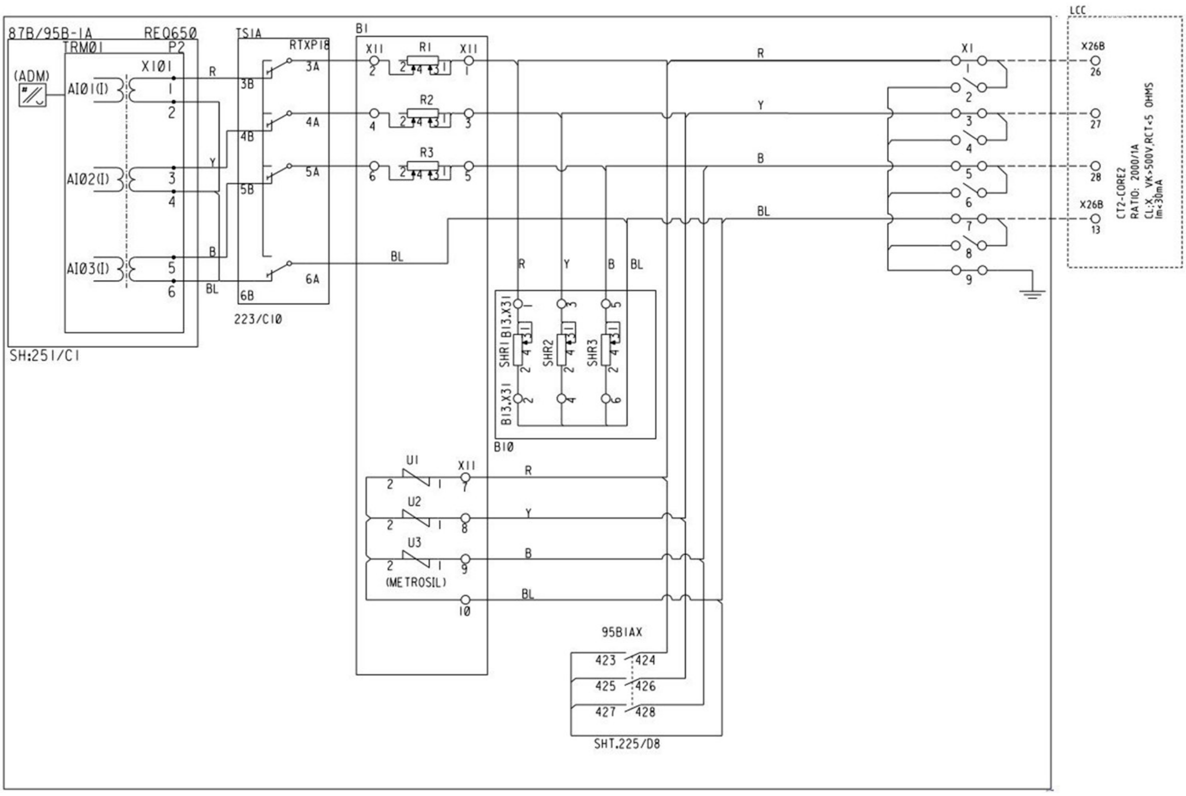
في حال ال Low Impedance Differential Protectionفلا داع لإضافة Stabilizing Resistor ويكتفى بالBiased Differential Characteristic للحصول على الاتزان المطلوب ، ولا داع لإضافة Metrosil لأن كل CT ذاهب إلى Relay winding بشكل مستقل تماما ، ولا يتم توصيل أي من CT's على التوازي بالإضافة أن مرور تيار في ال Low impedance لن يسبب ارتفاع الجهد كما هو الHigh Impedance.

الآن دعونا نعود إلى الفروقات بين الLow Impedance وHigh Impedance مرة أخرى..

3. توصف ال Differential current setting من خلال High impedance protection بقيمة التيار المراد تشغيل الريليه عنده على **شكل اقتران ثابت أو fixed current** ، بالإضافة إلى قيمة الجهد المراد تطبيقه لإنشاء هذا التيار ، وقيمة المقاومة الموصولة على التوالي فقط لذا يشترط أيضا معرفة الWiring data للحصول على قيم مقاومتها واستخدام هذه القيم لحساب الVoltage setting ، بينما توصف ال Differential current setting من خلال Low impedance protection بقيمة Minimum Diff Pick-up current وقيم Slope1 وSlope2 على شكل **اقتران خطي متزايد** و Unrestrained current .

4. يمتاز High impedance protection بأن تكلفته صغيرة وتصميمه بسيط واختباره سهل ولا يحتاج إلى power supply ، على عكس Low impedance protection الذي تكلفته عالية وتصميمه واختباره معقدان نسبيا.

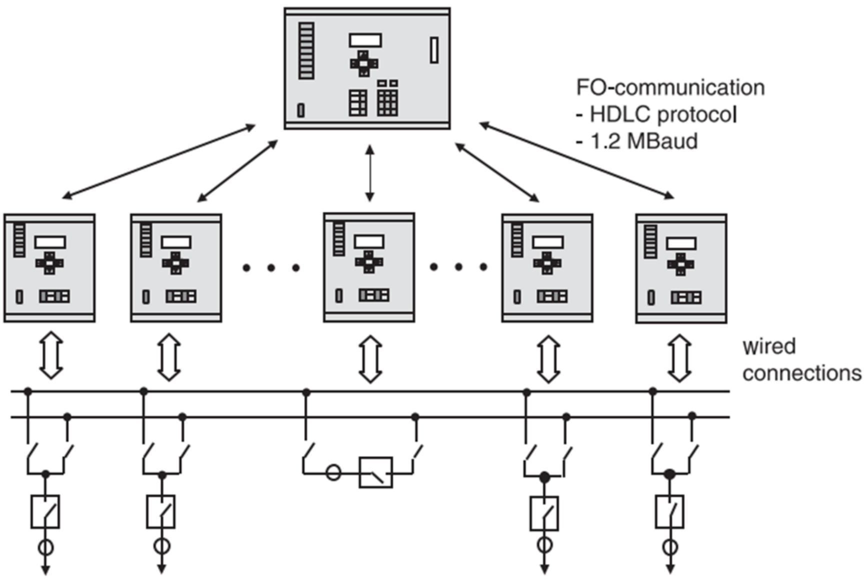
5. يمتاز ال Low impedance protection بقدرته على تخزين الأعطال في ال-Disturbance recorder ، بينما لا يمكن تخزين أي شيء في ال High impedance protection ، لذا قامت بعض الشركات باستخدام Numerical relay ومن ثم وضع مقاومة عالية على التوالي معه لتتحول الحماية إلى High impedance protection كما هو ظاهرا في الصورة وبنفس الوقت الاستفادة من خاصية الDisturbance recorder الموجودة فيه .



6. تعتمد دقة القياس في High impedance protection على secondary circuit re- sistance , لذا يفضل استخدام larger CT cables to reduce errors ، بينما لا يكون مهم مقاومة secondary circuit في Low impedance protection .

7. يمتاز ال High impedance protection بعدم وجود أي Communication cable ، بينما Low Impedance قد يحتاج إلى وجود Communication cable بين بداية الخط ونهايته في 87L أو بين الBay Unit وCentral Unit في 87B ، وأي Fail ممكن يحدث في الCommunication سوف يجعل الDiff Blocked ، حيث معروف أن Central Unit تتجمع فيه جميع المعلومات القادمة من الBay Unit حتى يكون له نظرة شمولية للنظام ككل وليس محصور على Bay محددة فقط كالBay Unit

8. أحد أهم المشاكل التي قد تواجه Low impedance protection هو التوسعات المستقبلية حيث يشترط وجود CT input لكل ال Breakers في الBB protection مثلا ، فإذا تم توسعة المحطة ولم يوجد Spare CT input داخل الريليه فسوف تنشأ لدينا مشكلة حقيقة ، وسوف نضطر إلى تعديل دوائر الCT's وتوصيلها Parallel على نفس ال CT input ، لذا يجب أخذ التوسعات المستقبلية في الاعتبار عند بداية التصميم وتجهيز رسمة الBB Configuration .

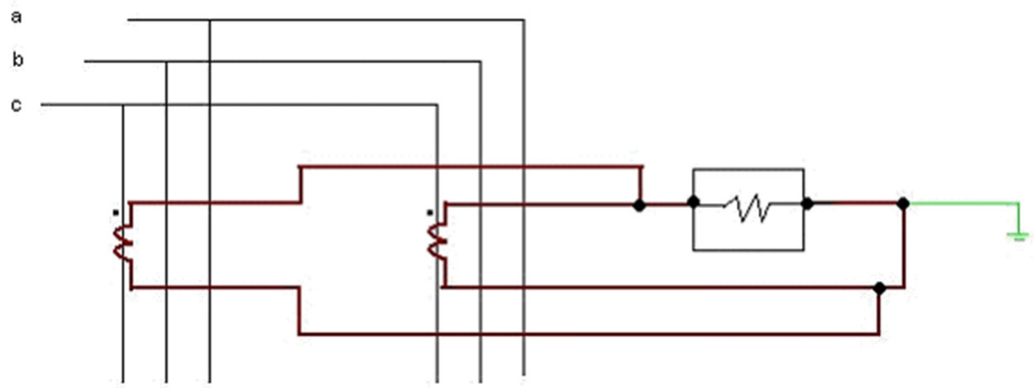


هناك ثلاث شروط واجب توفرها لعمل paralleling CTs :

1. أولها أنها يجب على Paralleled CTs أن يكون لهم **نفس الCT ratio**

2. ويجب أن تكون هذه Paralleled CTs **موصلة على load circuit** فقط ولا يوجد احتمال لوجود external sources تغذي تيار العطل , لأن ذلك قد يسبب احتمال تشغيل خاطئ للريليه .

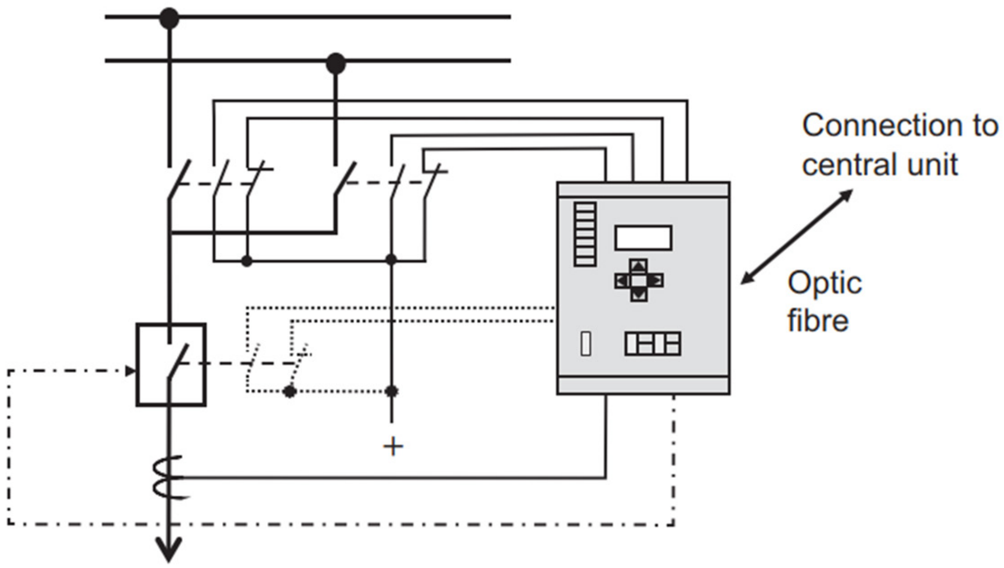
3. بالإضافة أنه يجب أن نتأكد مجموع ال maximum load current الخارجة من paralleled CTs **لا تتجاوز** قيمة التيار التي يتحملها الRelay CT input أو Relay CT winding بشكل مستمر .



أما اذا حدث توسعات مستقبلية وكانت الحماية المستخدمة High impedance protection فإننا نضيف الCT الجديد إلى دوائر الCT القديمة على التوازي ، ويلزم إعادة عمل الحسابات الخاصة ب metrosil و stabilizing resistor ، وأما إذا كان إضافة عدد معين من المغذيات سيؤثر على ال current metrosil أو أنه يلزم تغييرها أو تغيير قيمتها.

9. أما بالنسبة لسرعة الفصل فإن High impedance protection تصل ال tripping time له إلى ما يقارب 1.5cycle ، بينما في Low impedance protection تصل إلى أقل من 1cycle.

10. لا ينصح باستخدام High impedance protection في حماية ال multiple busbar والتي يحدث فيها load transfer من BB1 الى BB2 أو العكس وتحتاج إلى فتح وإغلاق ال Isolator حيث دوائر الCT's يجب أيضا أن يحدث لهم switching over لتحديد الجزء المراد فصله بالضبط هل هو BB1 او BB2 .



مع أن هذا النظام مستخدم في بعض المحطات وتم استخدام isolator auxiliary contacts لعمل تبديل بين دوائر الCT عند الانتقال من BB1 إلى BB2 .

لا يمكن القول أن أحد الحمايتين أفضل من الأخرى فالمطلوب من end-user أن يقيم إيجابيات وسلبيات كل نوع حسب التطبيقات المطلوبة و حسب مكان تركيب الCT's والRelays.

ولكن وبشكل عام اعتدنا أن نستخدم الLow Impedance Diff مع حماية الخطوط 87L لأنه ليس من المعقول أن نسحب الCT wires من Remote end substation عشرات الكيلومترات ، فالHigh Impedance Diff تحتاج أن تكون جميع الCT's في نفس المنطقة الجغرافية .

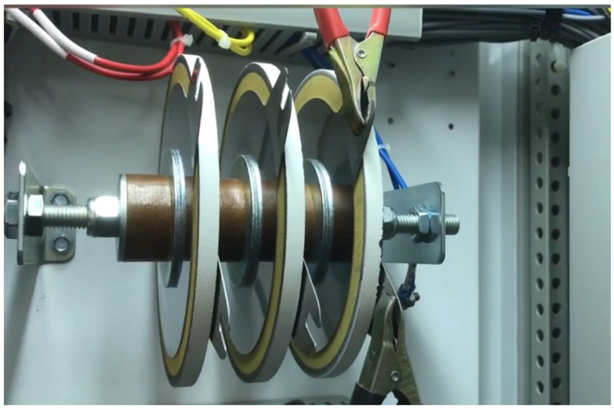
ونستخدم ال Low Impedance Diff أيضا في حماية المحولات 87T لأنه أسهل بالتعامل مع CT Correction الناتجة من اختلافات الCT Ratio على أطراف المحول ، بالإضافة أنه أسهل بالتعامل مع Harmonics والZero sequence eliminations و Vector group correction .

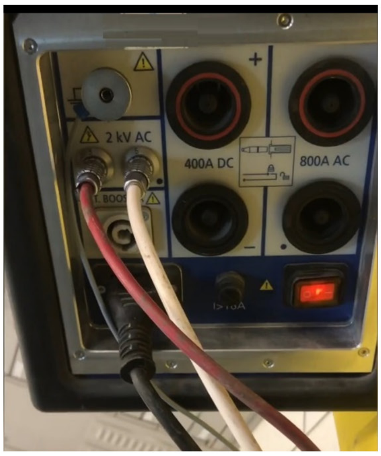
عادة ما يستخدم ال High Impedance Diff مع Restricted earth fault سواء لحماية الHV side أو LV side و بشكل مستقل ، مع العلم أنه في بعض المحطات تم استخدام ال Low Impedance Diff مع Restricted earth fault ، يعني في الREF يمكنك استخدام High Impedance Diff أو Low Impedance Diff ، وذلك يعتمد على فلسفة المصمم والتكلفة المقررة.

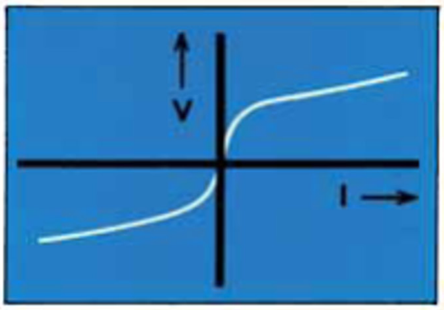
أما الحماية التفاضلية للBB فيمكن أيضا استخدام High Impedance Diff أو Low Impedance Diff وكلاهما مستخدمين في المحطات.
أما حماية الstator winding في المولدات فيمكن أيضا فيها استخدام High Impedance Diff أو Low Impedance Diff.

كيف نقوم باختبار ال Metrosil Resistor؟

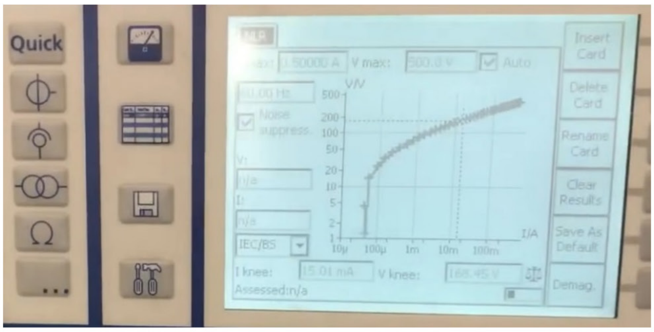
الـ Metrosil = هي Non Linear Resistance ، الLinear Resistance العادية تخضع لقانون أوم : V= I * R ، و كلما زاد الجهد زاد التيار معه مباشرة بشكل خطي ، لكن الـ Metrosil بتكون مقاومتها كبيرة في الوضع الطبيعي ، وكلما زادت الفولتية زاد التيار معها بشكل غير خطي ، و عند وصول الجهد عليها إلى قيمة معينة تتحول إلى Short Circuit.
ويمكن اختبارها باستخدام CPC 100 ، باختيار CT excitation curve knee point حيث نقوم بتطبيق جهد على أطراف ال Metrosil ، والحصول على علاقة الجهد بالتيار كما هو ظاهر في هذه الصورة .





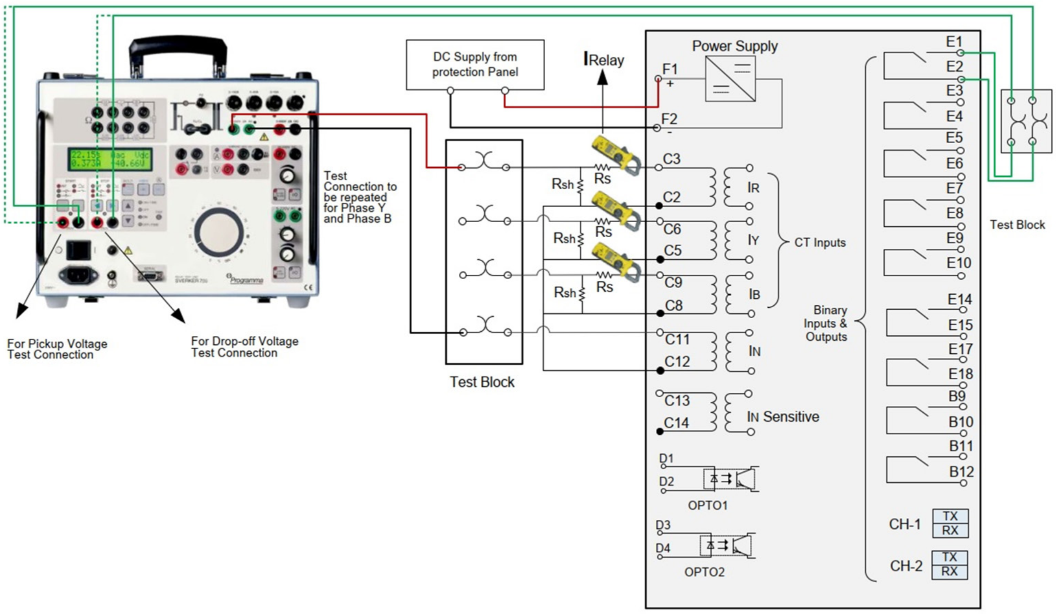


V-I Relationship for Metrosil Resistors



كيف نقوم باختبار الHigh Impedance Relay ؟

الطريقة الصحيحة لاختبار هذا النوع من الحمايات يكون من خلال تطبيق جهد وليس حقن تيار ، و من ثم رفع قيمة الجهد تدريجيا ومن ثم تسجيل قيمة الفولتية التي يصدر الريليه عندها إشارة Pick-up ، وفي نفس الوقت نقوم بقياس قيمة التيار الذي أصدر الريليه عنده هذا الPick-up من خلال Clamp meter ، يعني نسجل في التقرير قيمة ال Pick-up voltage و قيمة Pick-up current،ومن ثم نقوم بتخفيض قيمة الفولتية تدريجيا لتسجيل الdrop-off voltage والdrop-off current ، ومن ثم حساب قيمة ال Reset Ratio والتي تساوي I drop-off على I pick-up ، وفي النهاية نقوم بحساب ال Timing Test من خلال تطبيق جهد أكبر من قيمة الSetting ، وهذه الخطوات نقوم بتنفيذها لكل فيز على حدى.



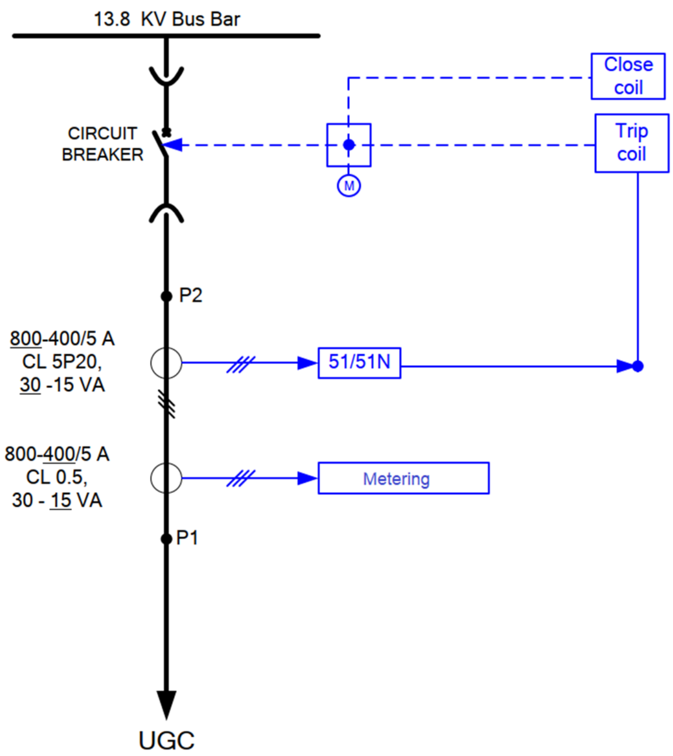
Line Protection Scheme

ناقشنا سابقا High Impedance Differential Protection و قمنا بتحليله بالتفصيل وذكرنا أهم الفروقات بينه وبين Low Impedance type ، في هذه الجزء والأجزاء القادمة من الكتاب سوف ندخل إلى العمق قليلا ونبدأ بتفصيل الحماية التفاضلية وبشكل عملي لمعدة محددة مثل حماية الخطوط وحماية المحولات وحماية البسبار ، وفي هذه الجزء سوف نبدأ بالLine Diff Protection ، فكونوا معنا ...

عندما أذكر لك مصطلح Line differential protection فإنه يقصد الحماية التفاضلية المطبقة على overhead lines و cables وبالتالي فهذه الحماية مسؤولة عن إزالة جميع الأعطال التي تحدث على الخطوط وبشكل لحظي، وكما قلنا من قبل فإن حدود الZone تبدأ وتنتهي بموقع الCT المركب على طرفي الجزء المراد حمايته.

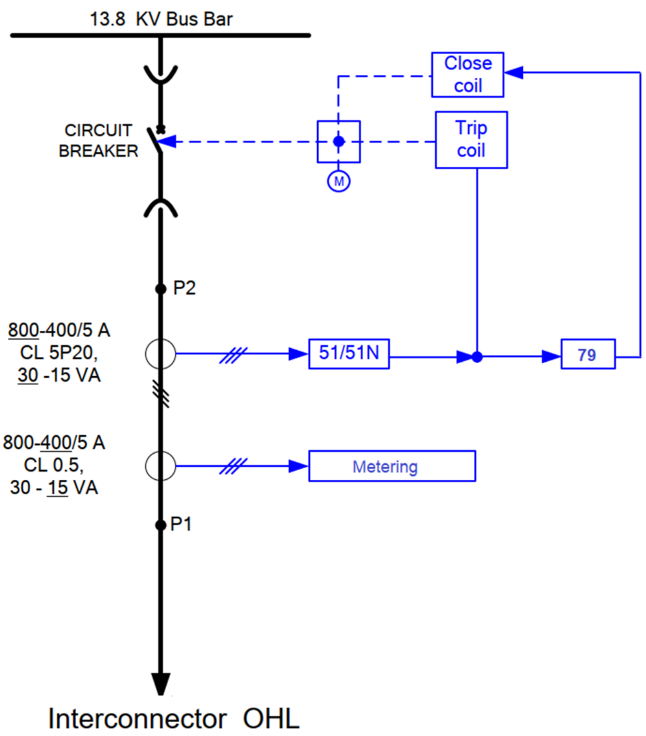
المقصود بمصطلح Protection Scheme هو معرفة أسلوب أو خطة عمل الحماية لمعدة ما ، وقد تضم مجموعة من أنظمة الحماية ، فحماية الخطوط ليست حصرا فقط على ال Differential protection، وإنما قد يكون فيها أكثر من حماية كهربائية وجميع الحمايات هدفها واحد وهو حماية الخط.

من المعلوم أنه كلما زادت فولتية النظام زاد أنظمة الحماية الخاصة به ، يعني Protection Scheme لخطوط 11kV أو 13.8kV لن يكون مثله في خطوط 132kV أو 400kV .



فعند حماية كيبل أرضي عادي لجهد 13.8kV فإننا نستخدم Single Bus-Bar Arrangement وعليه two CT's فقط ، الCT الأعلى للحماية والآخر للقياس ، وCT الحماية يدخل إلى Relay يستخدم فقط & Non-directional delayed Over current Earth Fault Protection وهي 51 و51N ، وفي بعض المحطات يستخدمون بالإضافة لما سبق ال Non-directional instantaneous Over current & Earth Fault Protection وهي 50 و50N.

وقلنا من قبل أن الأفضل والصحيح هو استخدام CT الحماية قبل القاطع وذلك للقضاء على الDead Zone بين الCT والقاطع ،ولكن لضيق المسافة بين القاطع والبسبار وصعوبة وضع CT بينهم يجعلهم يضطرون إلى وضع الCT بعد القاطع.



أما عند حماية نفس الخط السابق ولكن من نوع الخطوط الهوائية OHL ، فإن الاختلاف يكمن في إضافة Auto Recloser Relay فقط والذي يرمز له حسب ANSI Device code ب79 ، والذي بدوره يقوم بإعادة غلق اتوماتيكي للقاطع بعد حدوث عطل عليه ، أما السبب في وجود Auto Recloser Relay في OHL وعدم وجوده في UGC هو أن احتمال تعرض الشبكات الهوائية لأعطال لحظية عابرة أي Transient fault أكبر بكثير من UGC وذلك لأنه مدفون تحت الأرض وصعب الوصول إليه بسهولة بينما OHL معرض لسقوط طائر أو شيء مماثل عليه ، فإذا حدث عطل على OHL فهناك احتمال أن يكون العطل عابر أو دائم ، لذا نستخدم Auto Recloser Relay لإعادة غلق القاطع مرة أخرى للتأكد من نوع العطل ، وبالتأكيد لن يتم إغلاق القاطع إلا إذا تحققت شروط التزامن الثلاث "الجهد والزاوية والتردد"

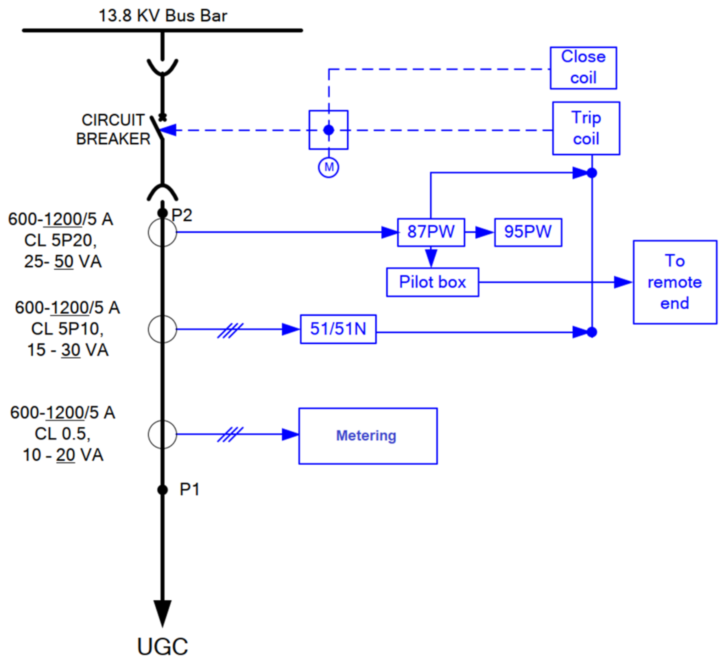
كثير من الأعطال العابرة تزول بمجرد فصل القواطع لحظيا ، وإذا لم تتم إزالة العطل بعد محاولة الفصل الأولى للقاطع وإعادة توصيله فإن محاولة أخرى (فصل وإعادة توصيل) قد توظف قبل أن يوضع الخط خارج الخدمة ، وكل محاولة تسمى Shot ويمكن اختيار عدد الShots من خلال الRelay Setting ، ومن واقع الخبرات العملية وجد أن 80% من الأعطال تزال بعد إتمام الفصل الأول و10% تزال بعد إتمام الفصل الثاني و3% من الأعطال تحتاج إعادة توصيل مرة ثالثة و7% من الأعطال تكون مستمرة ولا تزال من الخط ويلزم بعدها عمل Block للAR حتى لا يغلق مرة أخرى على عطل ..

إذا تم عمل إعادة توصيل الخط مرة أخرى وزال العطل حينها ، فهذا يعني أن الAR قد نجح بعمله بإعادة الخط للخدمة مرة أخرى.

ونريد التنويه هنا أن الحمايات التي يجب أن تفعل الAR هي ذات الفصل اللحظي فقط مثل 50 و50N ، أما الأعطال ذات التأخير الزمني مثل 51 و51N فيجب أن تقوم بعمل Block للAR حتى لا يعمل من البداية، والسبب في ذلك أن الحمايات ذات الفصل اللحظي لهي أكبر دليل أن العطل وقع على الخط نفسه ، أما حمايات التأخير الزمني فهذا يعني أنها أعطال على معدات أخرى ، لأنه من غير المعقول أن يحدث عطل على خطي و أصدر إشارة فصل بعد تأخير زمني !!

أما إذا حدث عطل على الUGC فلا يوجد احتمال أنه عطل عابر لأنه ليس عرضة لسقوط أي شيء عليه، وبالتالي فلا داع لإضافة ال Auto Recloser Relay له.

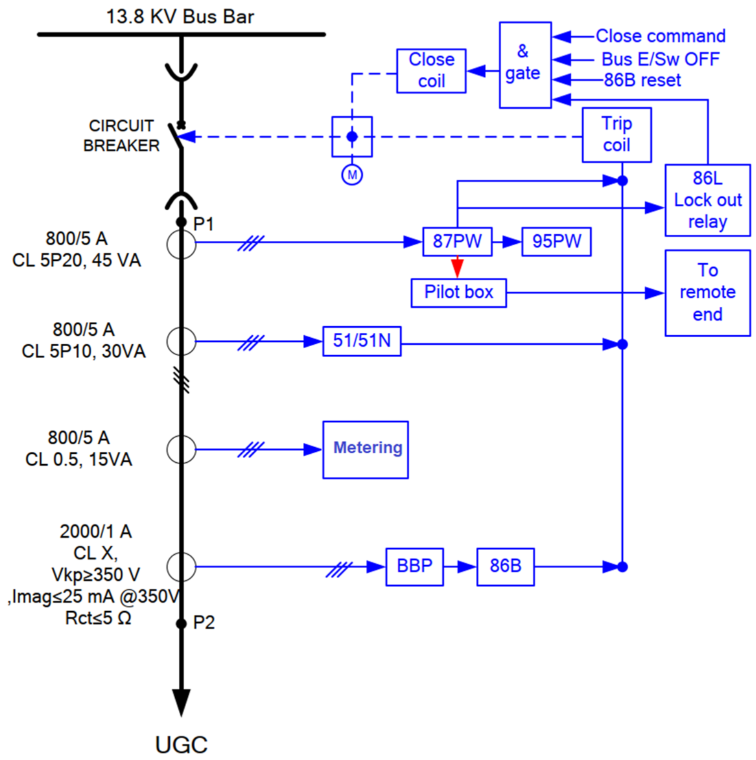
إذا كان هذا الFeeder يغذي مشترك واحد فقط كمستشفى أو فندق أو غيره ، فإنه يسمى بConsumer feeder ، ويفضل حينها إضافة Differential Cable Protection 87PW باستخدام Pilot Wire إذا كان الخط قصير لحد أقصى 25km ، أو fiber optic cables إذا كانت المسافة بين كلا الCT's أبعد من ذلك.

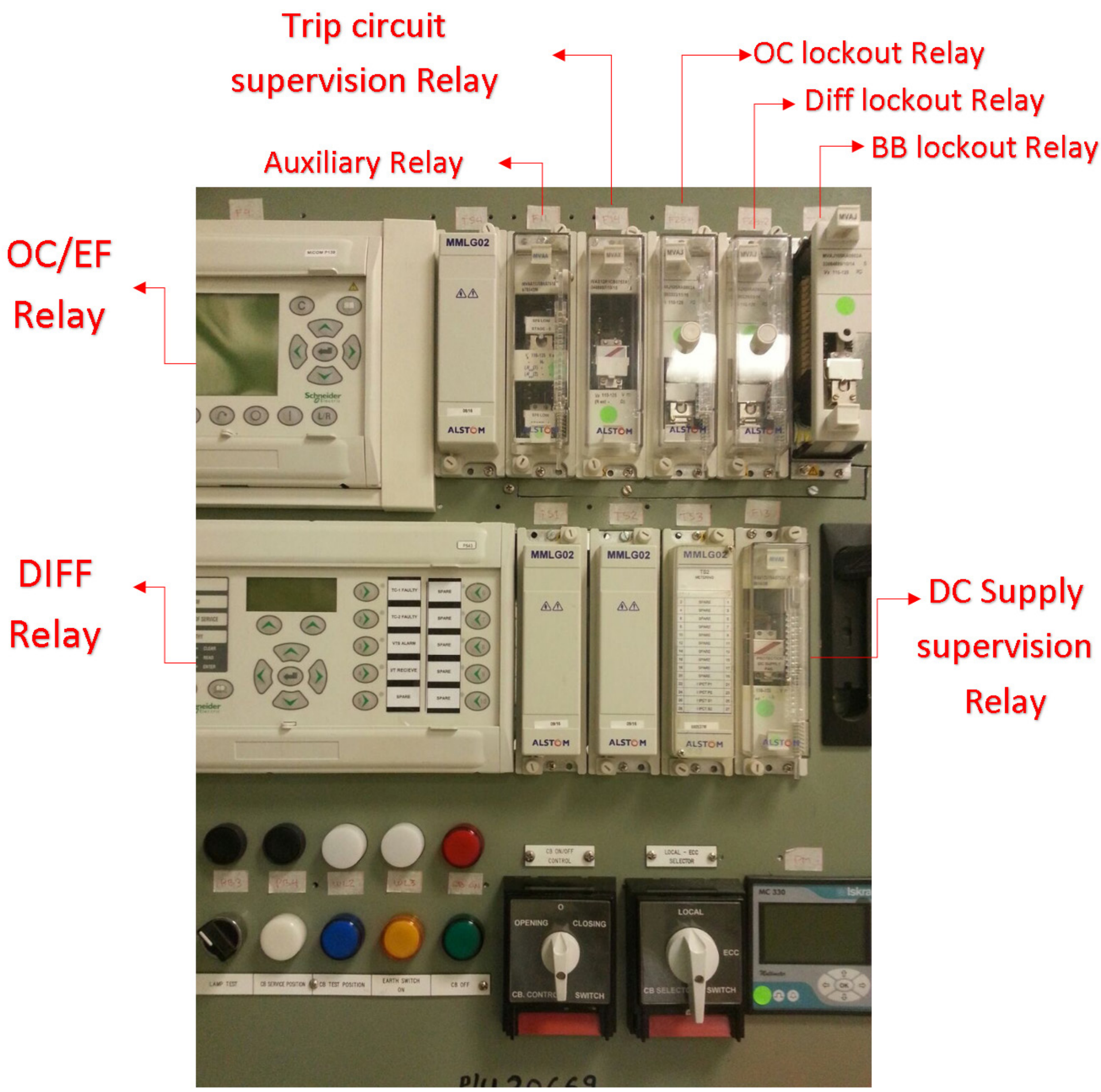


وأكيد يمكن إضافة fiber optic cables حتى لو كان الخط قصير، ويفضل أيضا إضافة CT خاص للحماية التفاضلية ، ويتم إرسال Inter-trip إلى الطرف الآخر باستخدام ال Communication طبعا ، وعادة ما يكون هناك Lamp على اللوحة لتحديد هل الCB خرج من الخدمة بسبب الLocal protection أم بسبب Remote protection أو ما يسمى بـInter-trip received signals ، وهذا سوف يساعدنا في التحقيق في حالات الفصل الخاطئة . ويتم إضافة CT Supervision relay لمراقبة دائرة الCT من عدم حدوث أي فتح لها بالخطأ من خلال مراقبة ارتفاع الجهد ، حيث يقوم الRelay بعد 3 ثواني بعمل Short على دائرة الCT ويمكن أن نأخذ منه Binary input لعمل Block للDiff.

وإذا كانت BB Diff protection من نوع High Impedance فيجب إضافة CT Class X خاص بها على كل Feeder أما إذا كانت من نوع Low Impedance فيمكن أستخدم نفس الCT لأكثر من حماية ، فيمكن استخدام الCT 5P10 لحماية الrelay 51/51N وفي نفس الوقت نرسل الCT wires الى BB protection relay ، وبالتالي يظهر لنا وكأن ال two relays متصلين على التوالي ، لأنه أكيد لا نريد تقسيم قيمة التيار الخارجة من الCT لو قمنا بتوصيله على التوزاي.

أما الTrip signal الخارجة من الريليه إما أن تذهب إلى الTrip coil مباشرة ، أو أن تذهب لتفعيل ال 86 Lockout relay وهو الذي يقوم بإرسال ال Binary output الخاص به إلى Trip coil، وفي بعض الSchemes كان يتم إرسال Trip signals إلى trip coil من Relay والLockout أيضا في ءان واحد ، وبمجرد اشتغال الlockout relay فإنه سوف يرسل الى لوحة التحكم بالمحطة ومنها إلى مركز التحكم من خلال الSCADA .





33kV Switchgear Feeder

الهدف من إضافة الLockout Relay هو أنه حدث سابقا أن سريان تيار CB tripping coil العالي أدى إلى حرق الRelay output contact المتصل مباشرة على التوالي مع tripping coil ، لذا تم اقتراح فكرة Lockout relay لأنها تمتاز بأنها ذات Heavy contact قادرة على تحمل تيارات الTripping coil العالية.

ولكن هذه الفكرة أيضا قديمة واقترحها المحاربون القدامى من مهندسي الحماية حيث كان الCB's القديمة حقا تمتاز بأن تيارالTripping coil كان عالي .

ولكن مع تطور القواطع الكهربائية أصبح بالإمكان استخدام Tripping coil لا يسحب تيارات عالية ، ويستطيع الريليه تحمله بكل تأكيد ، ولكن الغريب أنه لم يتجرأ أحد من المهندسين على تغيير الProtection Scheme بما يتوافق التغييرات الحديثة من باب قاعدة "هذا ما وجدنا عليه آبائنا".

أما الهدف الثاني من استخدام lockout relay هو عمل Close block يمنع إغلاق الCB مرة أخرى عند حدوث العطل، لذا يجب عمل Reset لل lockout قبل إغلاقه ، سواء كان الHand Reset أو إضافة Timer لعمل Reset بعد Time delay.

والهدف من هذا الHand Reset هو تأكد مهندسي الحماية من زوال العطل وعمل الصيانة اللازمة و من عدم وجود أي مشكلة من إغلاقه مرة أخرى .

ولكن ممكن أن يسأل سائل ، كيف ستقوم الAR relay بعمل إعادة غلق اتوماتيكي إذا حدث عطل و أدى إلى تشغيل الLockout relay الذي قام بدوره أصدر trip للCB وعمل Block يمنع إغلاقه مرة أخرى ؟

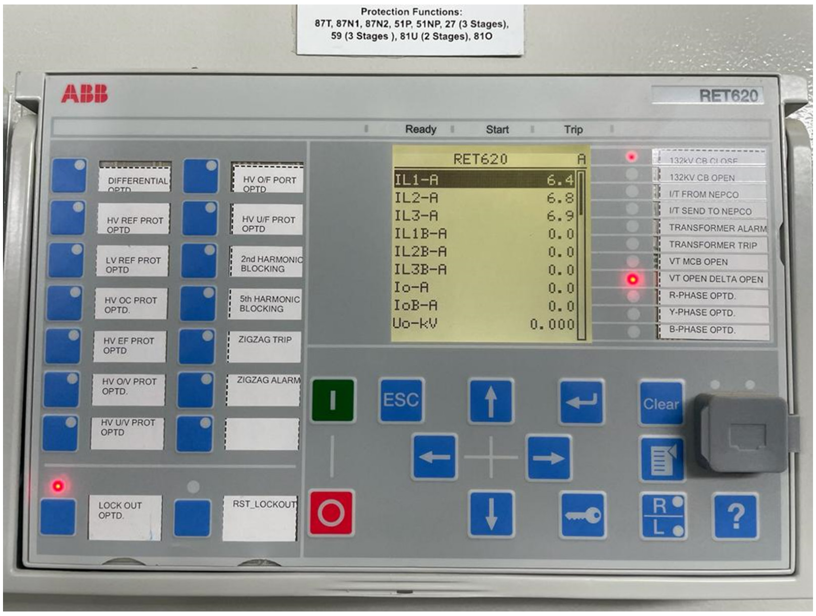
يعني الAR يريد أن يغلق القاطع والLockout يمنع اغلاقه ، وهذا سوف يؤدي الى تضارب في العمل بينهم ، وهذا حقيقة شيء وجدناه في بعض المحطات ...

لذا قرر مهندسو التصميم عدم استخدام Lockout relay في حال AR Relay وتم وضع relay آخر يطلق عليه اسم Tripping relay معه ، ويرمز له حسب ANSI Device code برقم 94 .

والفرق بين lockout relay 86 و ال94 tripping relay هو أن lockout relay 86 يحتاج إلى Hand Reset لعمل Reset له ، بينما tripping relay 94 فهو Self-Reset أي أنه يقوم بعمل Reset كهربائي اتوماتيكي بدون أي تدخل خارجي، لذا لن يتعارض مع عمل ال AR Relay.

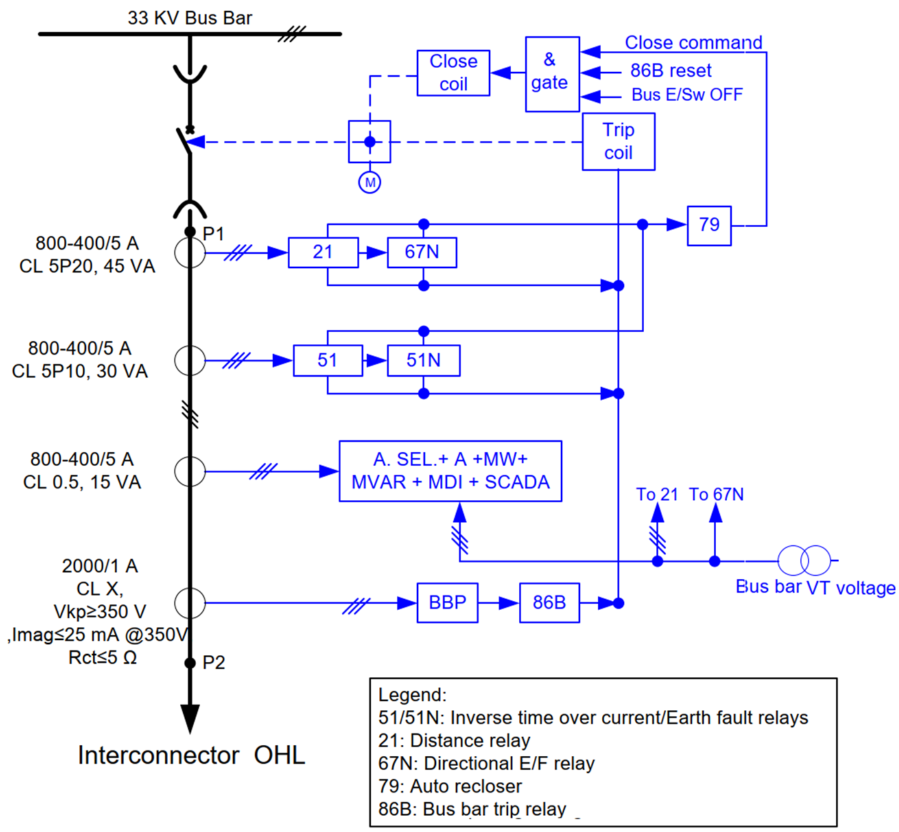
والخلاصة أنه في حال كان الخط OHL فإننا بحاجة إلى AR Relay ، وبالتالي فإننا سوف نستخدم lockout relay 86 بحيث يعمل هذا ال lockout relay من Delayed Protection ومن ثم نأخذ منه إشارة لعمل Block للAR Relay .

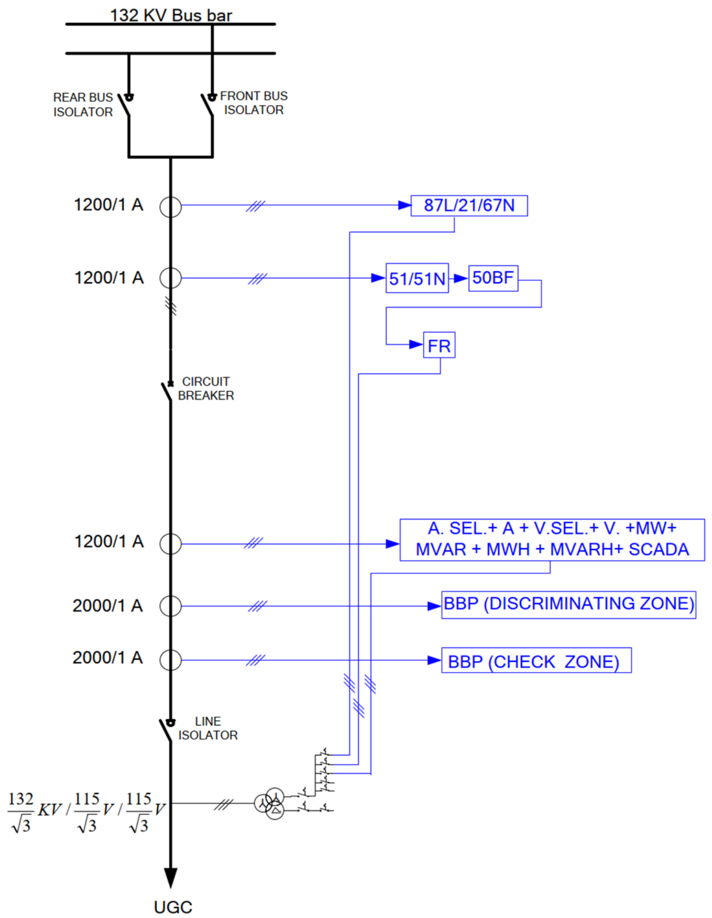
وسوف نستخدم Tripping Relay 94 بحيث تعمل من Fast Protection ونأخذ منه إشارة لعمل Start للAR Relay.



ونريد التنويه أنه في بعض المحطات أصبح يتم استخدام الlockout ، وكأنه Function داخل الريليه دون أن يتم استخدامه كRelay مستقل بحد ذاته ، ويقوم بنفس وظيفة الlockout relay، ويمكن من خلال الضغط على Push bottom عمل Reset له.

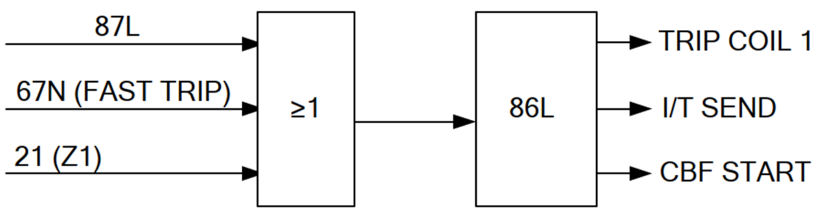
أما Protection Scheme لخطوط ال33kV فيمكننا استخدام نفس Protection Scheme الخاص بال13.8kV تماما، ولكن في بعض الحالات يتم استخدام ال BB-VT ، للDistance protection 21 وDirectional Earth Fault Protection 67N ، فمن المعروف أن Distance protection يستخدم التيار والجهد لحساب مسافة العطل و Directional Earth Fault Protection يستخدم الجهد كمرجع لتحديد اتجاه تيار العطل هل هو Forward fault أم Reverse Fault، وبدأ مؤخرا في بعض المحطات الكهربائية إضافة VT خاص لكل Feeder وليس VT واحد على BB كما كان يستخدم سابقا.

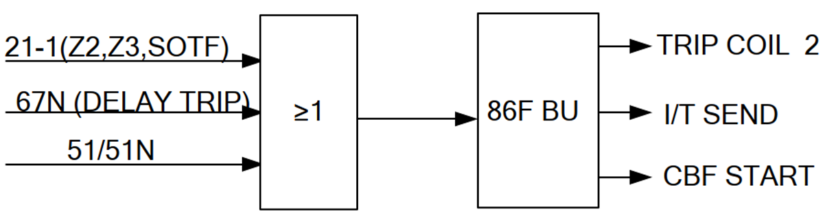




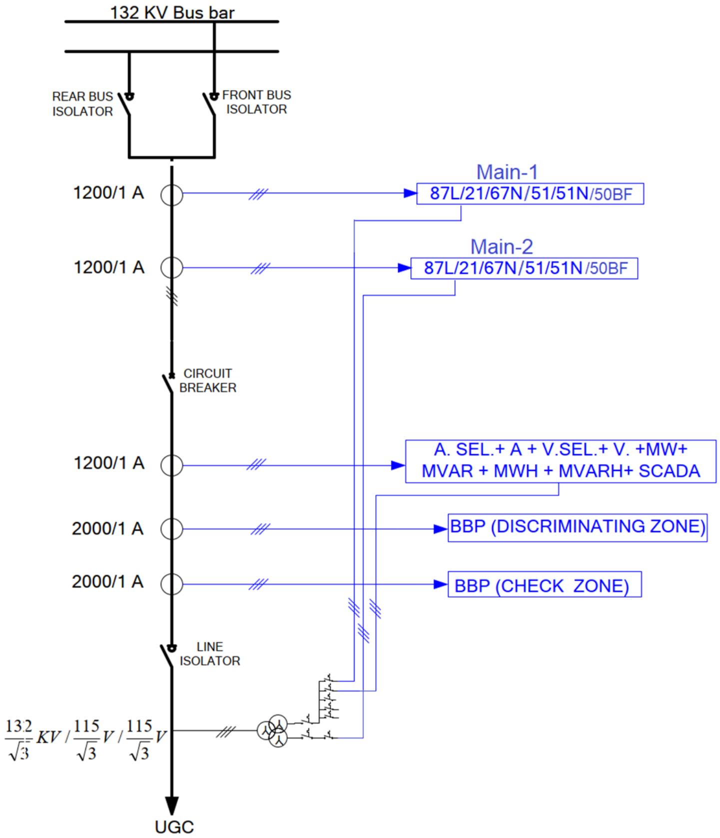
أما محطات ال HV 132kV ، فعادة ما نستخدم فيها Double Busbar Single Breaker ويتم استخدام CT خاص بـMain Protections وهي Line Diff protection وال Distance protection و DEF protection وCT خاص ب Backup protection . وهي حماية الOC/EF ولاحظ هنا أن موقع الCT جاء قبل الCB لتخلص من منطقة ال Dead Zone ، ولاحظ أيضا أن CT's الخاصة بحماية الBB جاءت بعد الCB ، أما بخصوص الفرق بين Discrimination zone وcheck zone فسوف نتطرق لهم لاحقا في جزئية حماية البسبار إن شاء الله .

عادة ما يكون هناك two lockout مركبة على اللوحة أحدهما يعمل من Fast trip مثل ال87L و67N و 21 (Zone-1) ويقوم بارسال tripping signal إلى Trip coil-1 ، والآخر 86 Backup يعمل من Delayed trip ويقوم بفصل Trip coil-2 ، وفي بعض ال Protection Scheme فإن كل lockout يرسل إشارة فصل إلى كلا من TC-1 وTC-2 .

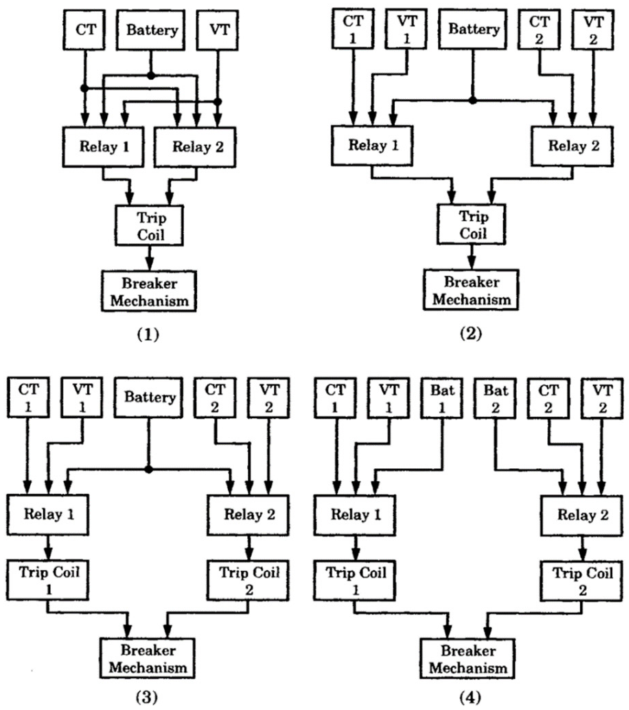




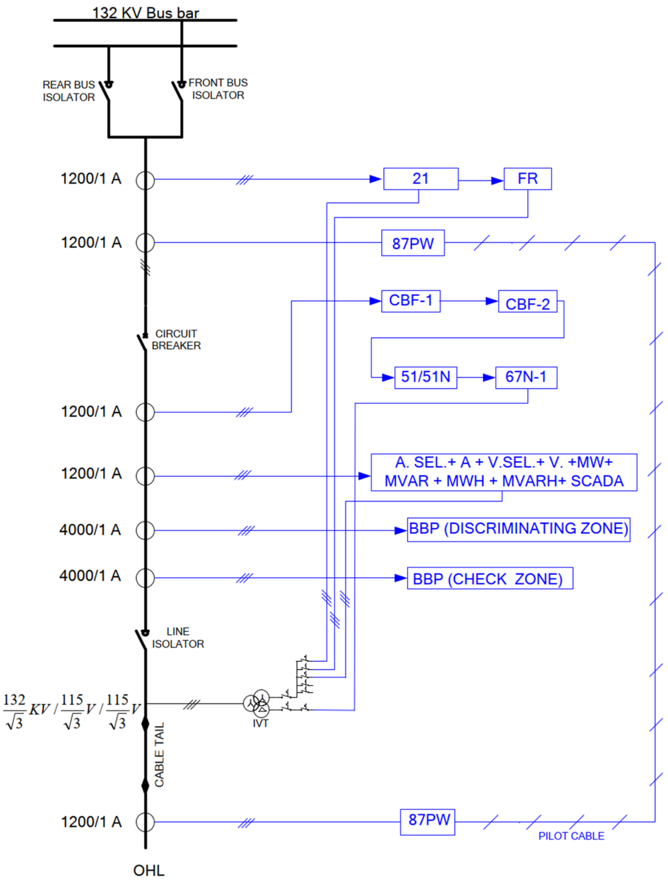
وفي بعض المحطات الأخرى هناك Two Main protection relays وعادة ما يكونا من مصنعين مختلفين وكل main relay له CT خاص فيه ، وكل ريليه يأخذ قراءات الفولتية الخاصة به من VT secondary winding مختلف ، عادة ما يرمز للريليه الأول ب FPFM وهو اختصار Feeder Protection First Main ويرمز للريليه الثاني ب FPSM وهو اختصار Feeder Protection Second Main ، وكانت الحمايات المستخدمة في Main-1 من قبل 87L و 51/51N والحمايات المستخدمة في Main-2 هي 21 و67N ، أما



في المحطات الحديثة فتم اعتماد جميع الحمايات 87L/21/67N/51/51N/50BF في كل ريليه ، يعني حمايات Main-1 هي نفسها حمايات Main-2 ، ويمكن وضع الTwo Main في Protection Panel واحدة أو وضع كل Main في Protection Panel خاصة فيه ، و كل لوحة يفضل أن يكون لها DC Source خاص فيها .

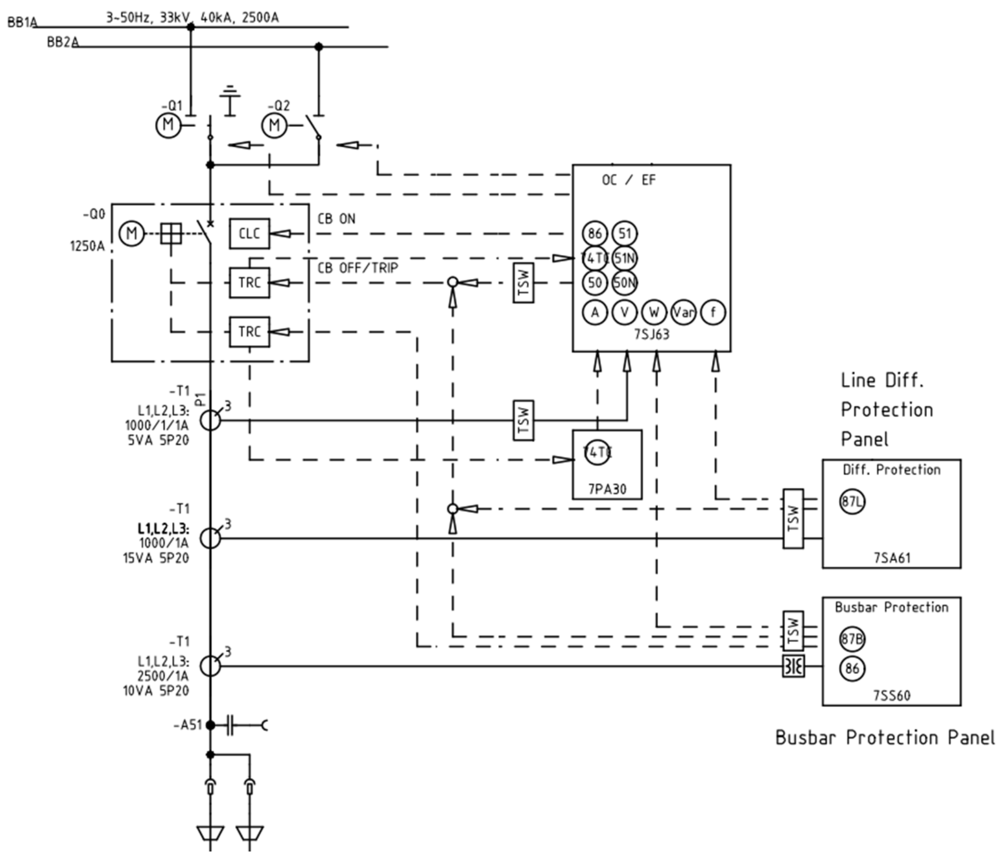


هذا الرسم يوضح احتمالات توزيع التيارات والجهود إلى Relays وطريقة توزيع الDC إلى اللوحات وكيفية إرسال Output con-tact إلى الTrip coil والذي بدوره يقوم بفصل القاطع ، والRedundancy المطلوب يعتمد بالنهاية على مستوى الجهد وأهمية المعدة و التكلفة المتوفرة ، وبالتأكيد أكثرهم موثوقية هو الخيار الرابع وأقلهم هو الخيار الأول ...

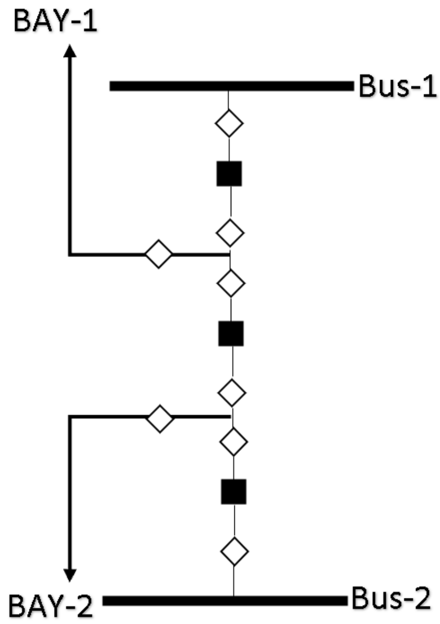


في بعض خطوط 132kV OHL فإن الدائرة تبدأ عند نهاية SF6 CB بجزء من كيبل أرضي لحين التقائها بالأبراج الحاملة للخط الهوائي ، ويطلق على هذا الجزء بـCable Tail ، و يتم حماية هذا الجزء فقط من بداية الخط ، باستخدام الحماية التفاضلية على الكيبل ، ويتم تغذية نظام الحماية التفاضلي من محولي تيار بداية ونهاية هذا الكيبل.

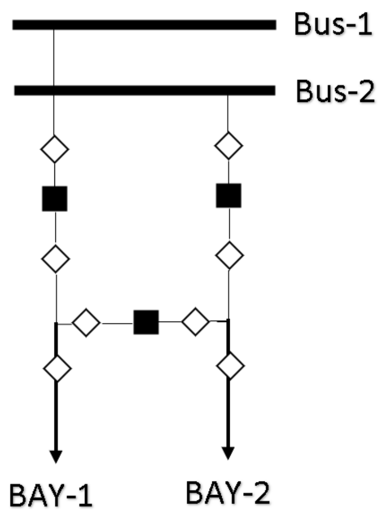
ونريد التنويه هنا أننا وجدنا في أحد محطات البترول أنهم استخدموا Double Busbar Single Breaker مع مستوى الجهد 33kV ، وهذا يعني أن أهمية المعدة المراد استخدامها هو صاحب القرار الأهم لاختيار حجم الموثوقية المطلوبة ، لأنه أكيد اللي بستثمر في مجال البترول مش راح يفرق معاه زائد ناقص مليون دولار ...



محطات ال EHV 380kV أو 400kV فمنها ما يكون Double Busbar Single Breaker مثلها مثل الHV التي تم شرحها في ال132kV ، ولكن المشهور منها يكون طريقة توزيع البسبارات فيه One-and-a-Half Breaker Arrangement والذي يكون فيه Three ‘CBs لكل Two Bay’s ، وطريقة توزيع هذه الCB’s تتم إما باستخدام I-Configuration أو H-Configuration وكلاهما نفس الهدف ولكن الشكل فقط هو الذي يختلف .

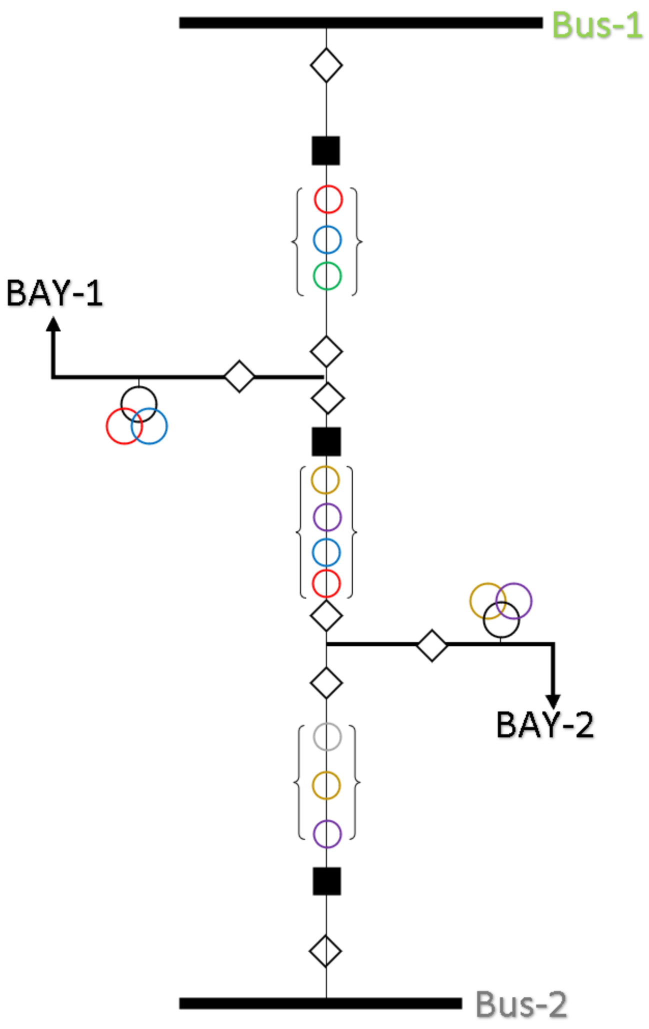


I-Configuration

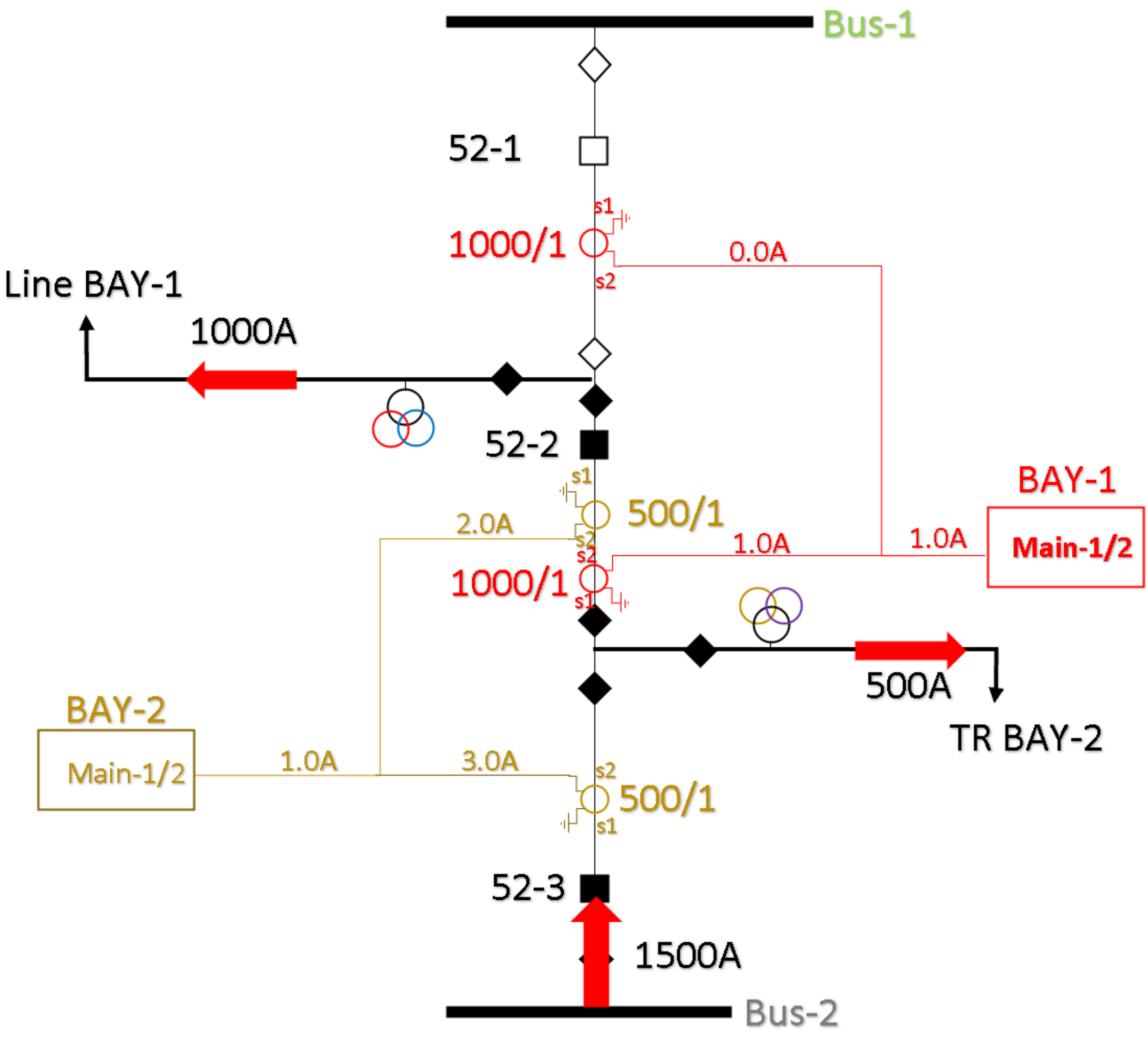


H-Configuration

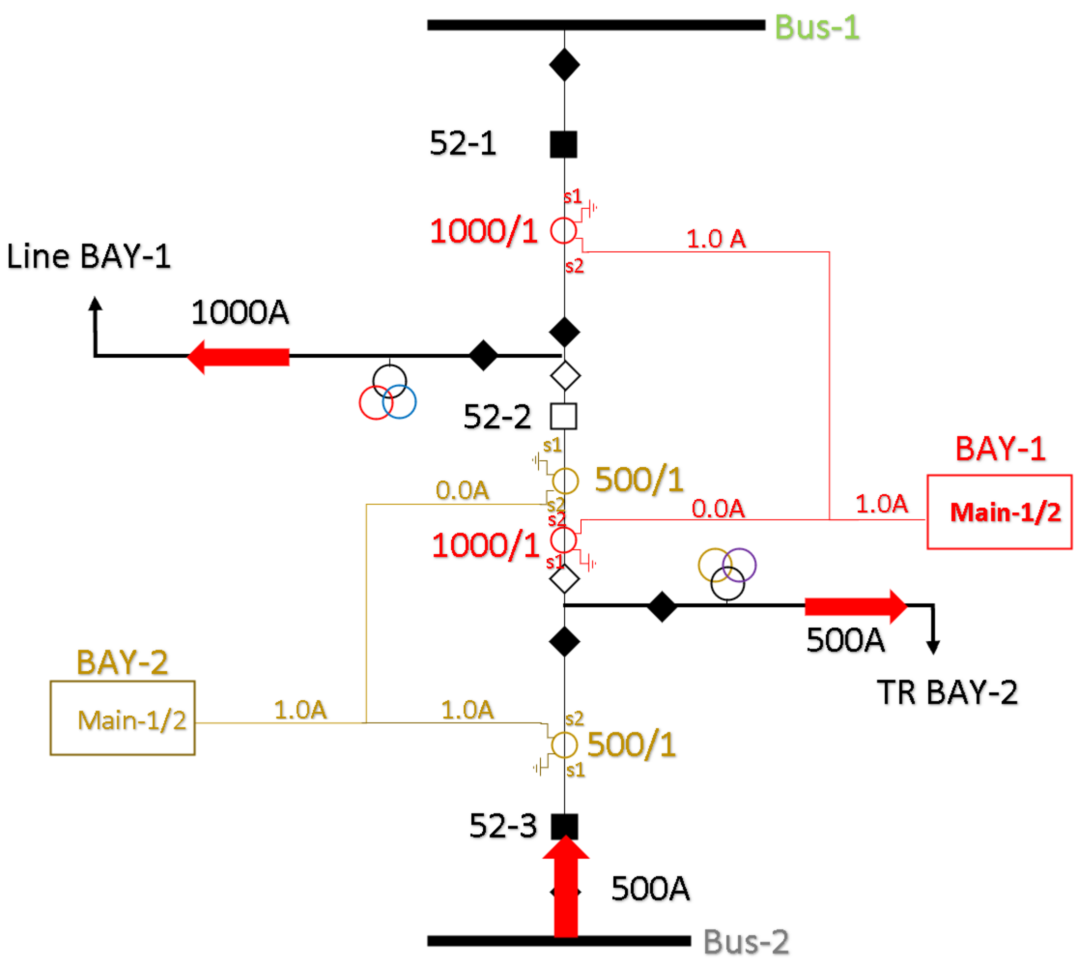
و يختلف نوع الـProtection Scheme في محطات One-and-a-Half Breaker حسب عدد مجموعات الـCT's الموزعة ، فالنوع الأول هو **CT's Method 3** ، وكل CT فيه أكثر من Core ، فالـTwo CT's ذات اللون الأحمر لحماية Bay-1 في الحماية الرئيسية الأولى ، والـTwo CT's ذات اللون الأزرق لحماية نفس الـBay في الحماية الرئيسية الثانية و الـCT الأخضر لحماية الـBB .



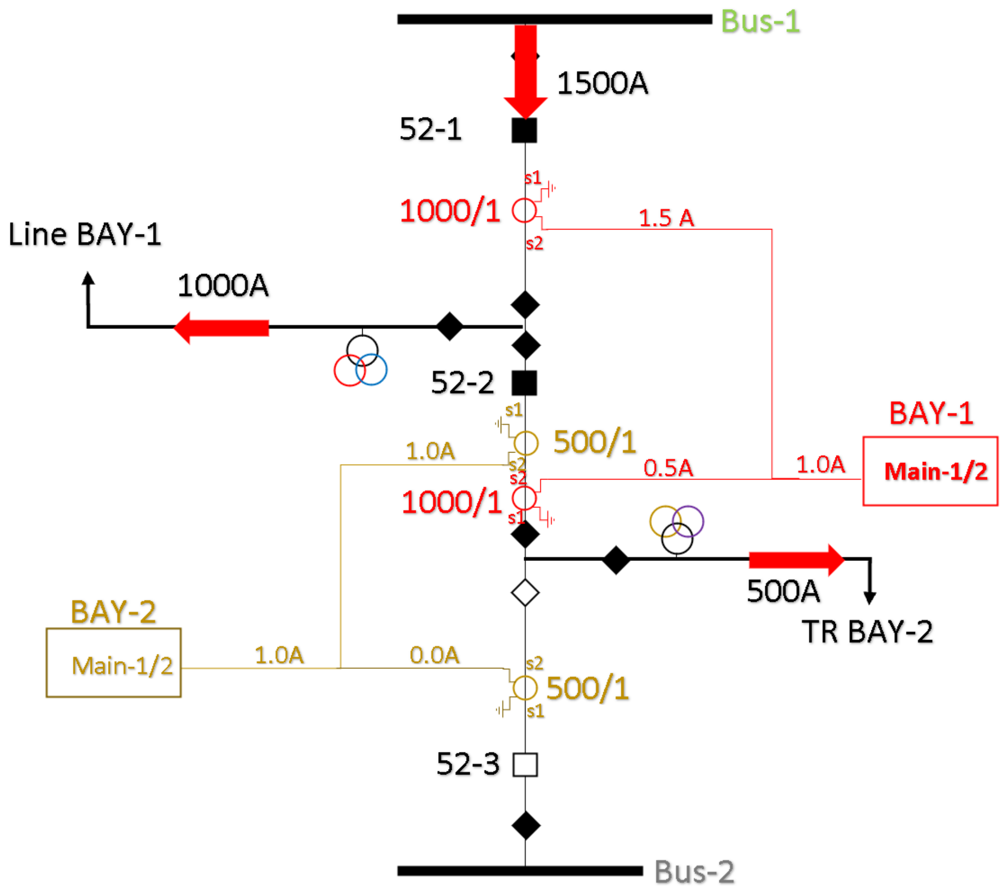
فإذا كان القاطع 52-1 مفتوح والتيار المسحوب من Bay-1 قيمته 1000 امبير و المسحوب من Bay-2 قيمته 500 أمبير ، وكان CT Ratio موزع 1000:1 و500:1 كما في الشكل ، فإن المجموع الاتجاهي للتيارين على Bay-1 main relay سوف يكون 1 أمبير ، وعلى Bay-2 main relay سوف يكون هو 1 أمبير أيضا .



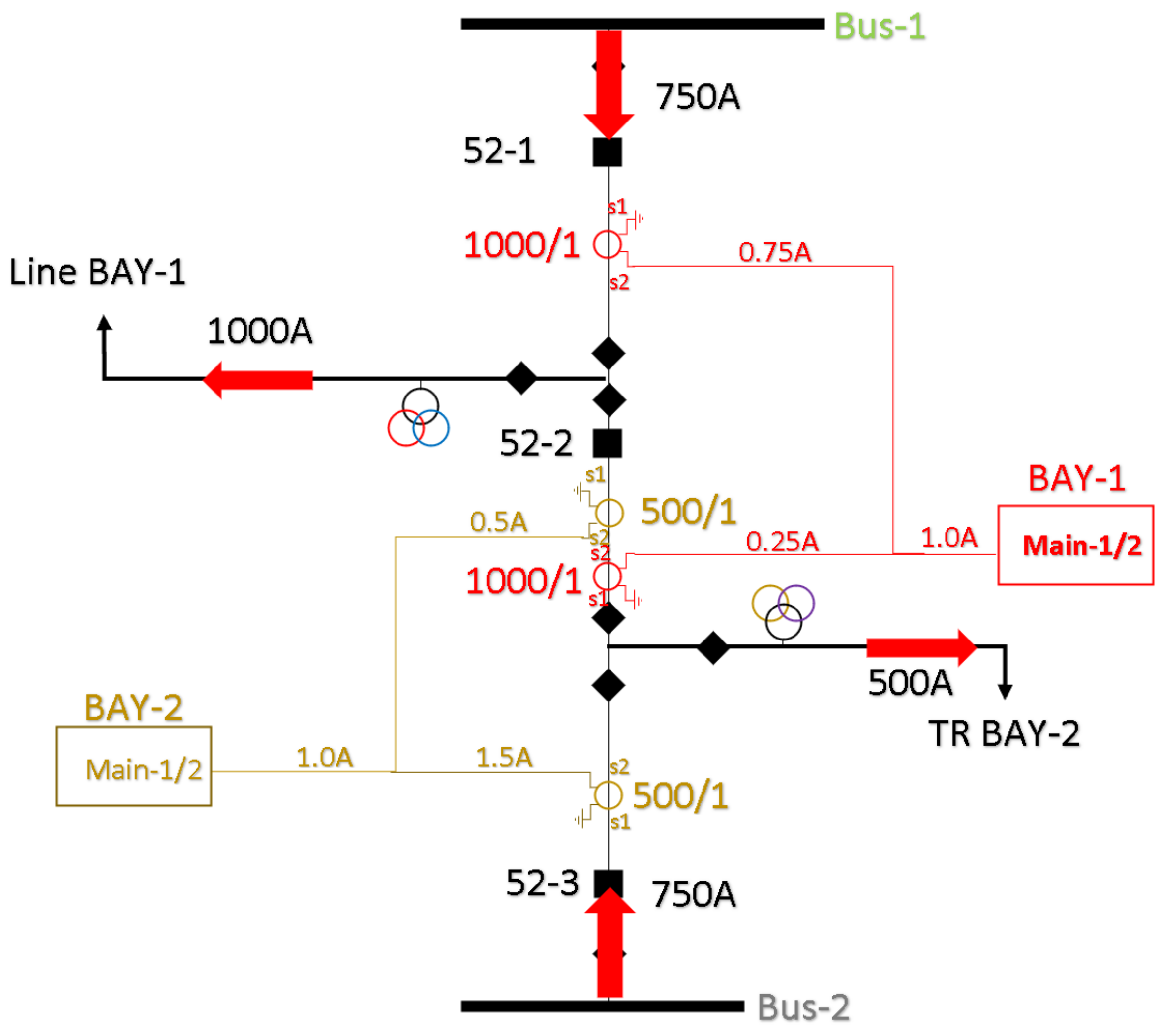
وإذا كان القاطع Tie CB 52-2 مفتوح والتيار المسحوب من Bay-1 قيمته 1000 امبير و المسحوب من Bay-2 قيمته 500 أمبير ، ، فإن المجموع الاتجاهي للتيارين على Bay-1 main relay سوف يكون 1 أمبير ، وعلى Bay-2 main relay سوف يكون 1 أمبير أيضا.



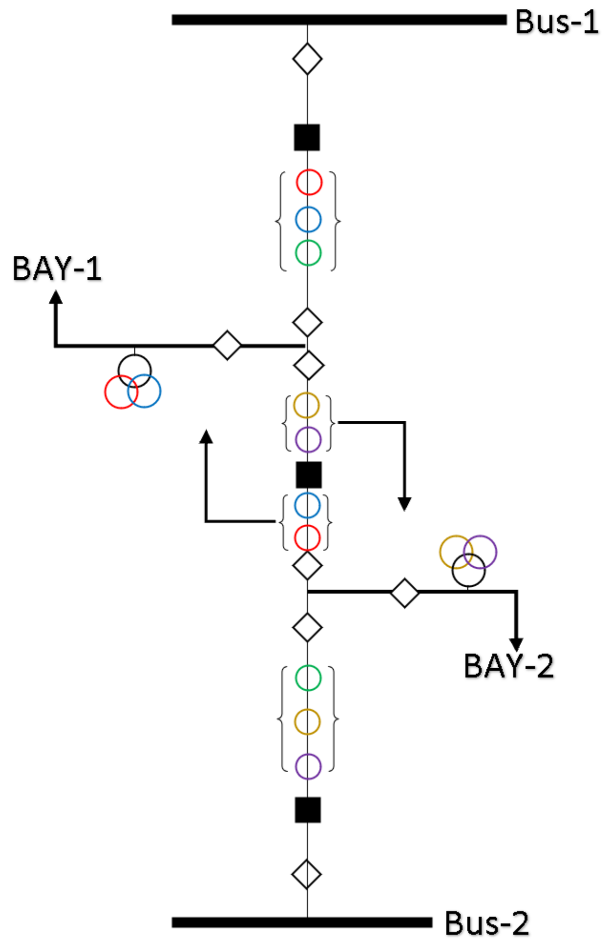
أما اذا كان القاطع 52-3 مفتوح وبقي التيار المسحوب من كل Bay كما هو ، فإن المجموع الاتجاهي للتيارين على Bay-1 main relay سوف يبقى كما هو 1 أمبير ، وعلى Bay-2 main relay سوف يكون هو 1 أمبير .



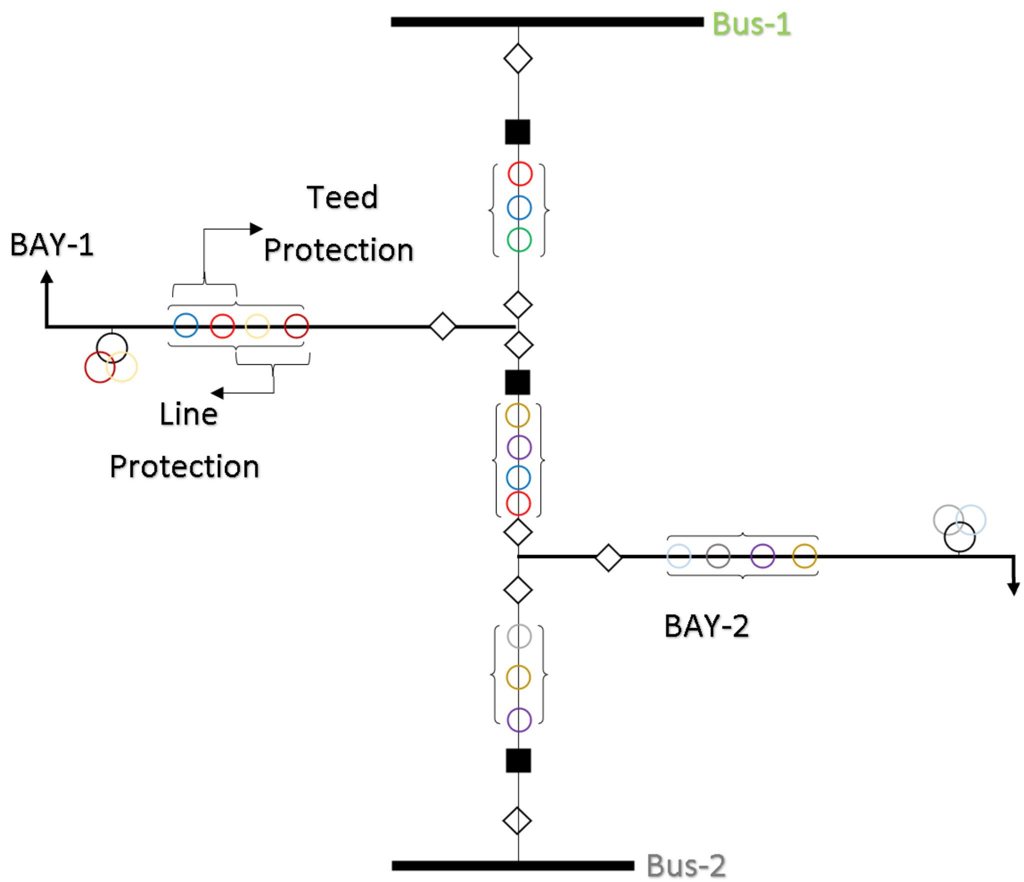
وإذا كانت جميع القواطع الثلاث مغلقة وبقي التيار المسحوب من كل Bay كما هو ، فإن 1500 أمبير الكلية سوف تنقسم إلى جزئين بالتساوي وكل جزء قادم Busbar مختلف، و المجموع الاتجاهي للتيارين على Bay-1 main relay سوف يبقى كما هو 1 أمبير ، وعلى Bay-2 main relay سوف يكون هو 1 أمبير ، وهذا يجعلنا نستنتج أن قيمة التيار الداخلة إلى الريليه سوف تبقى كما هي بغض النظر عن القواطع المفتوحة أو المغلقة .



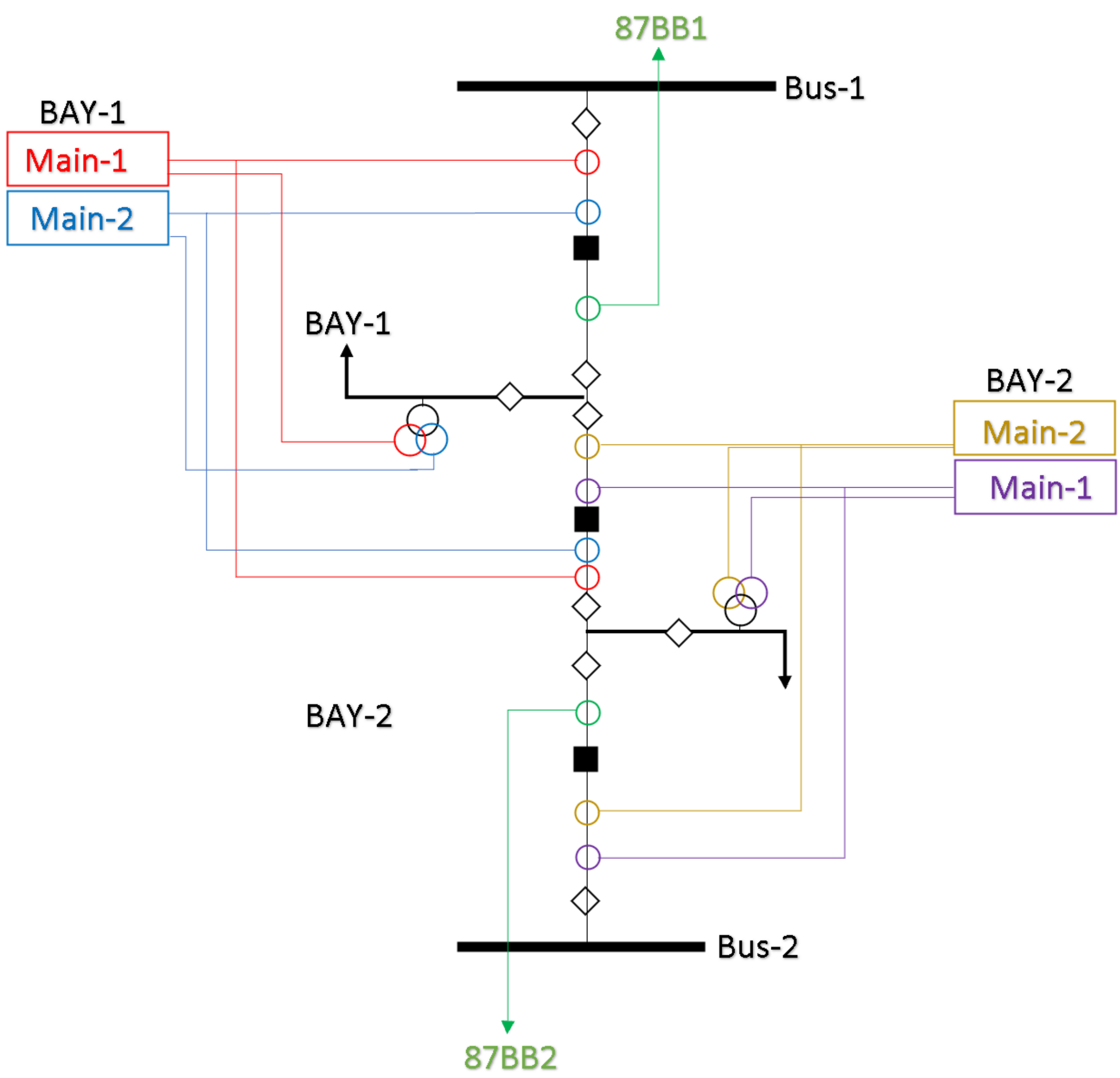
أما النوع الثاني لمحطات ال1/2&1 CB هو **CT's Method 4** ، وفيه تم وضع CT قبل وبعد الTie CB لتحقيق حالة Overlapping بين حماية Bay-1 وحماية Bay-2.



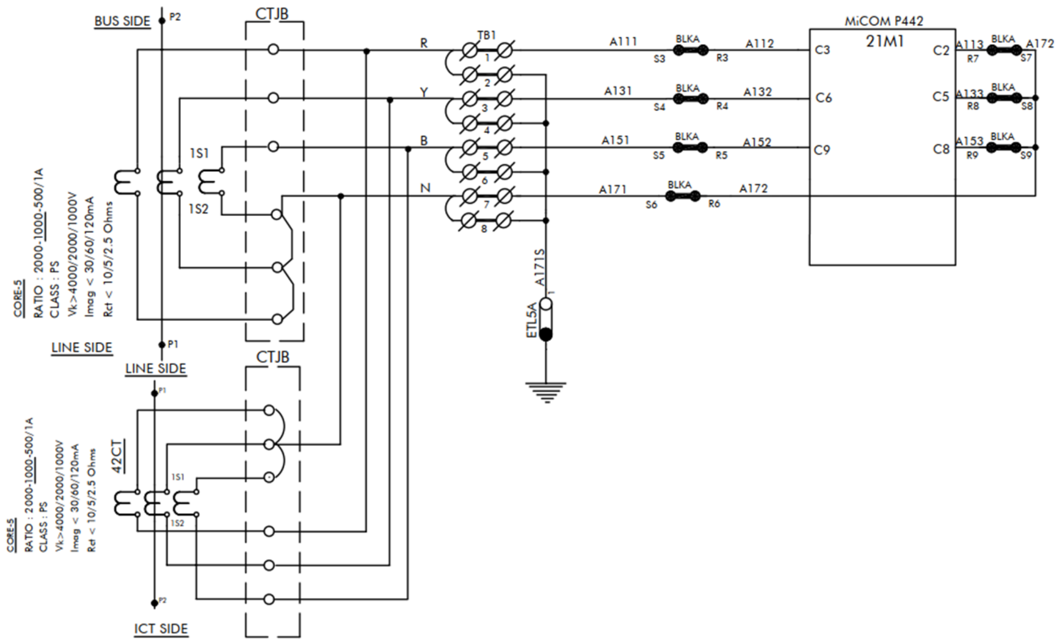
والنوع الثالث هو **CT's Method 5** ، وفيه يتم إضافة مجموعة CT's على الخط نفسه قبل خروجة ، وفي هذه الحالة يتم استخدام الثلاث CT's التي باللون الأحمر على التوزاي للحماية الرئيسية الأولى لـ87 Teed protection وهي المنطقة التي على شكل T وهي التي يطلق عليها Teed connection ، أما الثلاث CT's التي باللون الأزرق للحماية الرئيسية الثانية لـ87 Teed protection ، والCT الأخضر لحماية 87BB-1، وفي هذه الحالة فإننا نستخدم CT واحد فقط لكل حماية رئيسية للBayوهو الCT الذي على الخط نفسه قبل خروجه ..



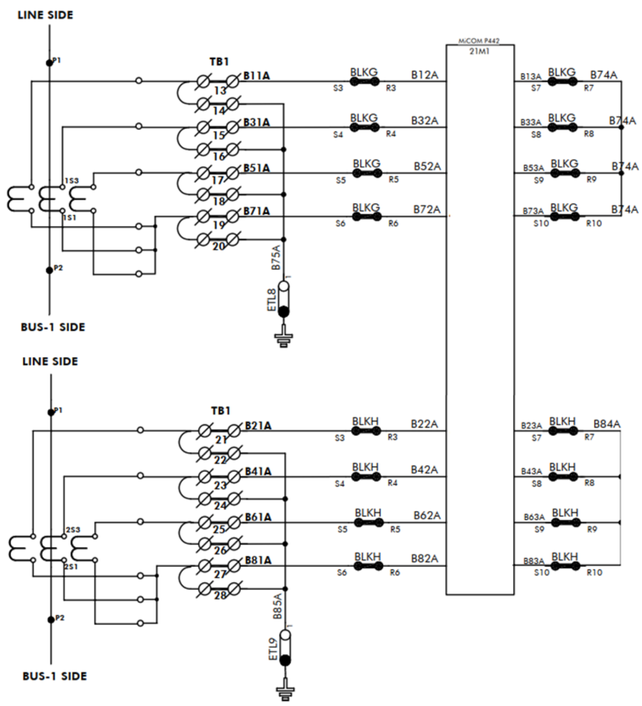
والنوع الرابع لطريقة توزيع مجموعات الCT's في محطات EHV وهي **CT's Method 6** ويوجد أكثر من شكل لهذا النوع ، حيث يتم تغذية مجموعتي الحماية الأساسية من Two CT's لكل جهاز وتكون الCT's موزعة قبل وبعد كل CB لتحقيق ال Overlapping بين حمايات الBB وBay-1 وBay-2 ، وطريقة توزيع الCT على الحمايات يمكن تحليلها من الصورة الظاهرة ، فحاول أن تعطي شيء من وقتك للتأمل بها .



ومن الجدير بالذكر أيضا أن طريقة توصيل الTwo CT’s إلى الريليه يمكن أن تتم من خلال توصيلهم على التوزاي قبل دخولهم إلى الريليه كما هو ظاهر في هذه الصورة .



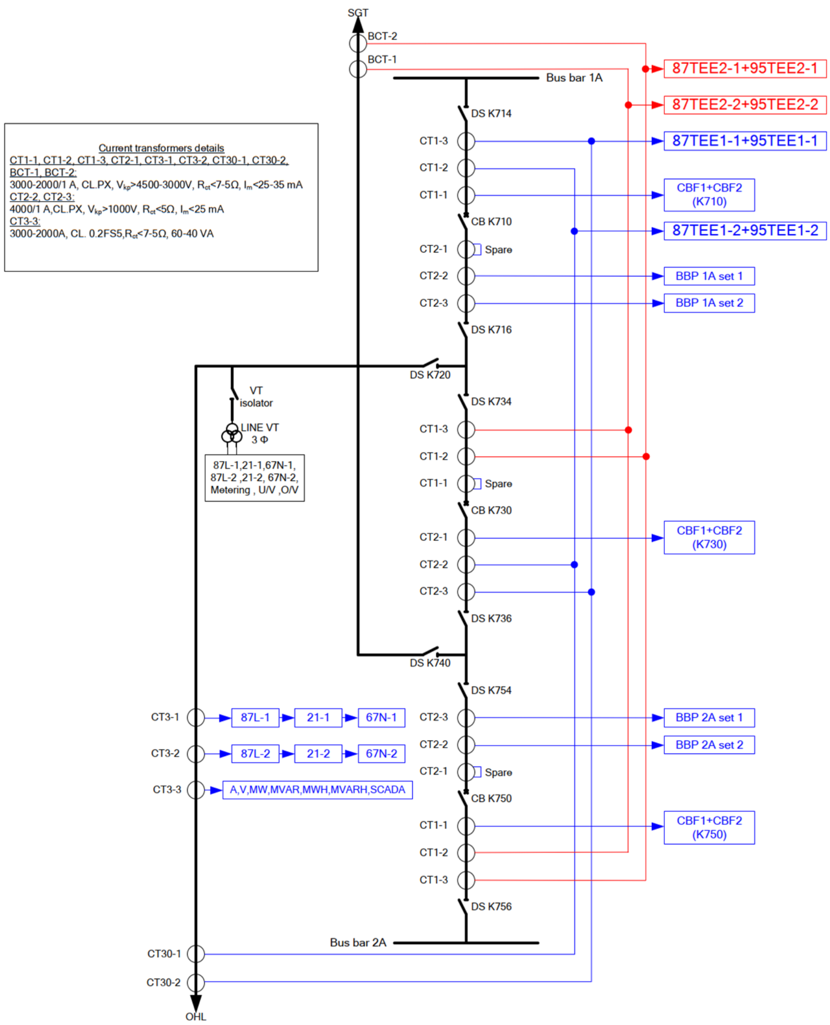
أو تتم من خلال إدخال كل CT على حدى إلى الريليه كما هو ظاهر في الصورة ، ومن ثم عمل جمع اتجاهي لكلا التيارين داخل الRelay Configuration .
ووجود Two CT’s داخلة إلى الريليه لا يعني أنني سوف أختبر الريليه مرتين كل مرة أحقن من CT مختلف ، وإنما نقوم باختبار الريليه من CT واحد فقط ونقوم بعمل Measurement test فقط لكل CT على حدى ، ولا مانع من أخذ Shots سريعة للتأكد أن الريليه يعمل من كلا الCT’s وأن الConfiguration file سليم .



أما الشكل الأخير من طريقة توزيع CT’s وهي التي يكون فيها CT’s قبل وبعد كل CB بالإضافة لوجود CT’s مركبة على الخط نفسه .

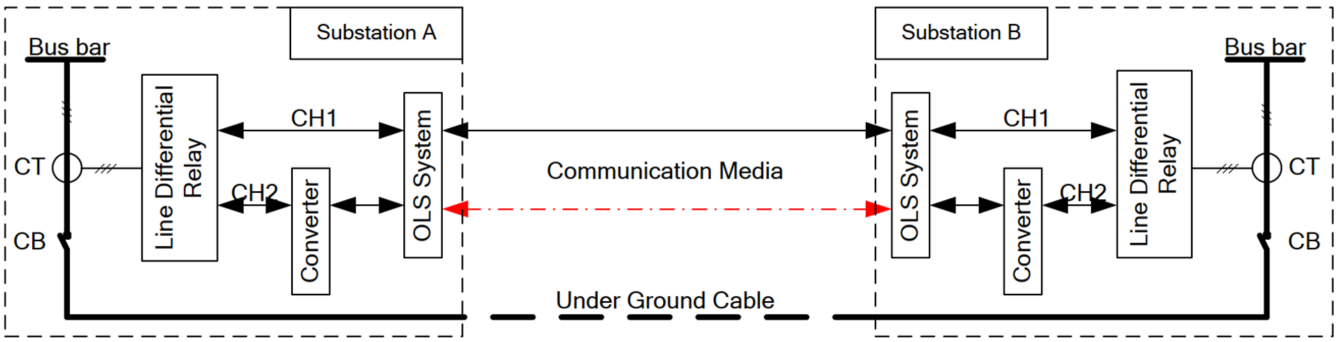
وفي هذا الشكل يظهر فيه توصيلات أجهزة الحماية لخط هوائي جهد 380kV في هذا النوع من المحطات .حيث نلاحظ أنه يوجد مجموعتين للحماية الأساسية تتغذى من CT3-Core-1 و CT3-Core-2 بشكل مستقل ، وكما قلنا أن كل جهاز يلزم أن يكون من تصنيع مصنع مختلف عن الآخر احترازا من الأعطال النوعية لمكونات الأجهزة .

ولدينا أيضا مجموعتين من الحمايات التفاضلية 87TEE لحماية teed circuit كل مجموعة تتغذى من ثلاث CT’s، ومجموعتين من الحماية التفاضلية لحماية Busbar-1A ، بالإضافة إلى مجموعتين لحماية Busbar-1B وكل مجموعة تتغذى من CT واحد فقط .



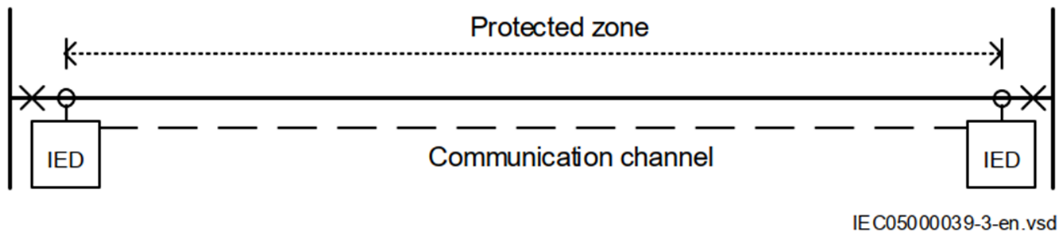
شرحنا سابقا طريقة حماية الخطوط لمستويات جهد مختلفة ولاحظنا كيف يتعقد نظام الحماية مع ارتفاع مستوى الجهد ، حيث كلما ازداد مستوى الجهد زادت أهمية وزادت الخسائر من فقدانه ، حيث لاحظنا أنه في الMV نحتاج إلى ريليه واحد فقط ، بينما في ال HV قد نحتاج إلى Two main relays بشرط أن يكون لكل ريليه طريقة مختلفة في كيفية القياس والشروط الخوارزمية اللازمة لاتخاذ القرار ، بالإضافة أن كل ريليه يجب أن تكون فيه ميزات تجعله يستغنى عن الريليه الآخر بنسبة 100% ، يعني الtwo main relay ليس أحدهما يكمل عمل الأخر وإنما كل واحد يعمل بشكل مستقل تماما ، وكلاهما يعملان في ءان واحد.

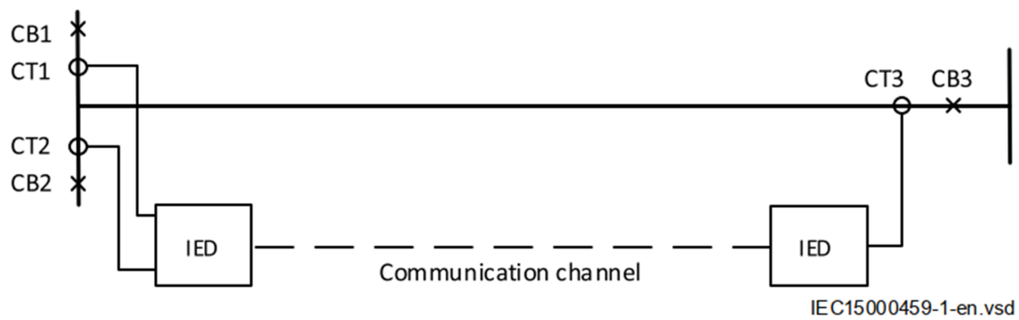
في هذه الجزئية سوف نبدأ بشرح نظم الاتصالات لLine Diff Protection بين طرفي خط النقل وكيفية نقل المعلومات، فكونوا معنا ...



قلنا سابقا أنه لحماية الTransmission line فإننا نقوم بوضع CT مع Differential relay في بداية الخط وCT مع Differential relay في نهايته .

حيث يقوم كل Differential relay بحساب قيمة Differential current و Restraint currentعلى حدى ، وبناءا على Differential curve فإنه يقرر اصدار Trip signal أم لا ، و لحساب قيم Differential current و Restraint current لكل ريليه فإننا بحاجة لمعرفة input current و output current ، أو بمعنى آخر فإننا بحاجة لمعرفة قيمة Local current الموجود في المحطة عندي ومعرفة الRemote current الموجود في المحطة الأخرى أو الطرف الآخر من الTransmission line حتى أستطيع المقارنة بين كلا التيارين مهما كانت المسافات بينهم .

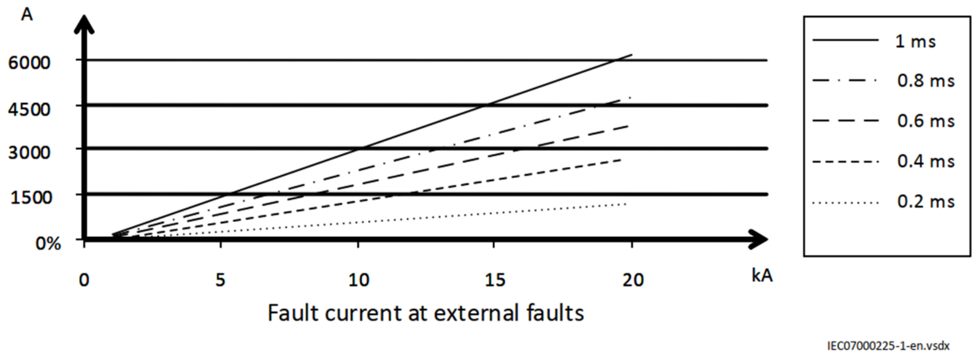




وبالتالي فإنه يجب علينا أن نبحث عن طريقة ما نستطيع من خلالها الحصول قيمة أقرب ما تكون للقيمة الحقيقية للRemote current ، وأكبر تحدى في هذه المرحلة هو ما يسمى ب Time Synchronization ، يعني متى سوف تصل الإشارات لكلا الطرفين !!

حيث أن تأخر وصول قيمة الRemote current إلى الLocal relay سوف يجعل هذا الريليه يرى الLocal current في لحظة ما لا يرى فيها الRemote current ، و في هذه اللحظة سوف تزداد قيمة Differential current فيصدر الريليه قرار Trip لحظي بشكل خاطئ ظنا منه أنه عطل ! .

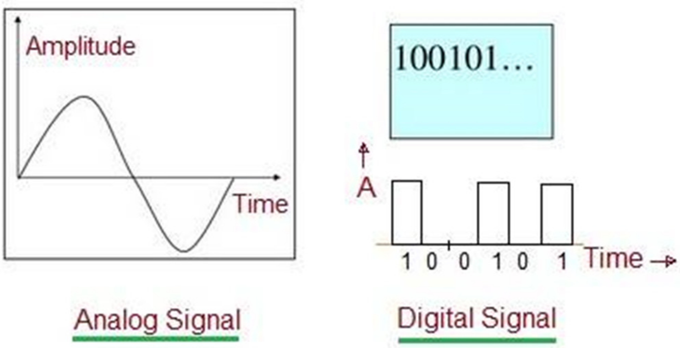
و نلاحظ من هذا الرسمة أنه لو حدث عطل خارجي فإن قيمة الخطأ الافتراضية للفرق بين التيارين بسبب تأخر زمن الإشارة في telecommunication network سوف تزداد مع زيادة زمن التأخير بينهما .



لذا بدأ البحث عن طرق تضمن لي نقل وتبادل المعلومات والبيانات بين المحطات المختلفة عبر هذه المسافات الكبيرة **بسرعة و دقة عالية.**

وهنا نسأل السؤال التالي "ما هي المعلومات التي نحتاج لنقلها من طرف لأخر , وكيف ستتم عملية النقل؟"

إن أهم المعلومات التي نحتاجها في هذه المرحلة هي قيمة التيار من الطرف الأخر ، بالإضافة إلى أن أي Relay عند أي طرف من طرفي الخط إذا تمكن من اكتشاف عطل ما فإنه سوف يصدر إشارة الفصل للCB الخاص به ، و في نفس اللحظة ولتسريع عملية الفصل يرسل إشارة فصل للRemote CB.



حيث من المعلوم أنه إذا حدث عطل ما فإننا نفصل كل CB لديه احتمال ولو 1% أن يتم تغذية العطل من خلاله ، فإذا حدث عطل على Transmission line فإننا يجب أن نفصل القاطع الموجود في بداية الخط والقاطع الموجود في نهايته في نفس اللحظة ، لأنه لو تم فصل قاطع واحد فقط فسوف تتم تغذية العطل من جهة القاطع الثاني الذي لم يفصل بعد.

والخلاصة أن المعلومات التي نحتاج نقلها للطرف الأخر هي قيمة التيار كAnalog signal بالإضافة إلى إشارة الفصل كDigital signal.

الآن نريد أن نميز بين مصطلحين مختلفين تماما وهما :

الPilot scheme والPilot protection

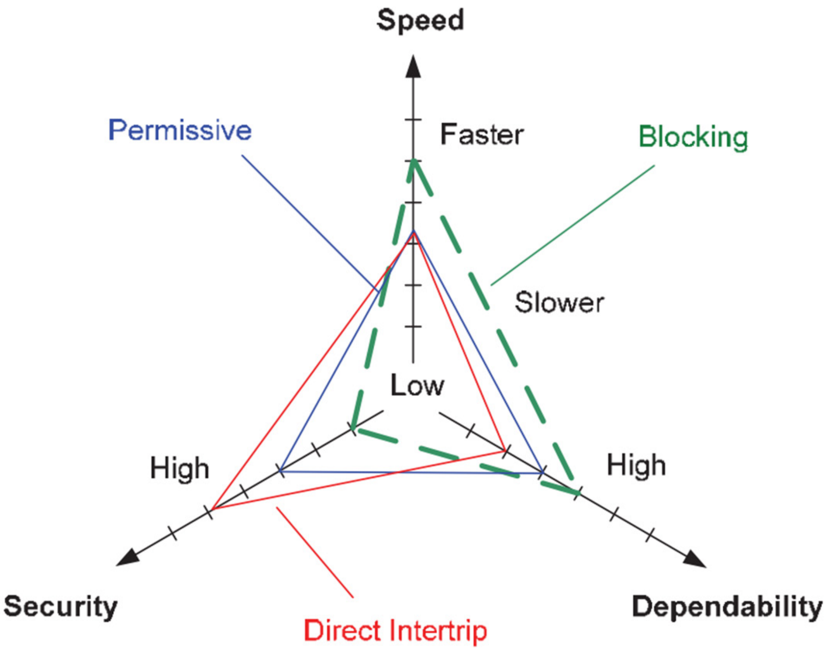
فإذا تم نقل معلومات للطرف الأخر متعلقة بالTrip signal لتسريع عملية الفصل على شكل Logic information أي Zero or one فإنه يطلق على هذه الطريقة اسم Pilot scheme أو communication scheme ، ولا علاقة لل communication scheme بنقل التيار.

و تسمى الإشارة المنقولة ب communication scheme باسم Carrier signal أو Tele protection Commands ، و هذه الإشارة لا تقوم بفصل الطرف الآخر مباشرة ، و إنما تعتمد على Logic معينة يتم اختيارها حسب طريقة تسريع الفصل المستخدمة ، وسبب تسميتها ب communication schemes لأن هناك أكثر من Scheme مستخدم وكل scheme له Logic information خاص به لتحقيق الهدف المطلوب .

و من هذه الschemes والتي عادة ما تستخدم في الDistance protection Direct Tripping scheme و Permissive Tripping scheme و Blocking Scheme .

وخلاصة هذه الSchemes إما **طلب فصل** الCB كما هو Transfer tripping scheme والتي يندرج تحتها Direct Tripping scheme أو Permissive Tripping scheme أو يُصدر ال Scheme طلب **منع فصل** الCB كما هو في Blocking Scheme.

و كل من هذه الSchemes لها ايجابياتها وسلبياتها من ناحية السرعة والموثوقية بالإضافة إلى الأمان ، فكما يظهر في هذه الصورة نلاحظ ما يلي :



- أن **أسرع** الschemes في الفصل والأعلى موثوقية هو الذي باللون الأخضر و هو Blocking Scheme .
- بينما **الأكثرها أمانا** من ناحية أن Intertrip command لن يصدر بالخطأ بسبب وجود مشاكل في Communication channel هو Direct intertrip والذي هو هنا باللون الأحمر .
- وفي نفس الوقت يعتبر Blocking Scheme **الأقلها أمانا** .
- و Direct intertrip هو **الأقلهم موثوقية أو اعتمادية** ، لأنه في حال وجود خلل أو فشل في الاتصال لن يكون هنالك فرصة للفصل باستخدامها.

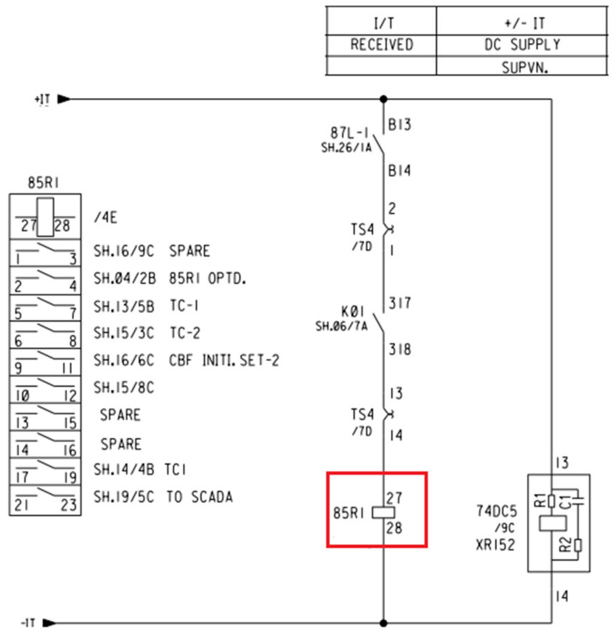


وعلى الرغم من أن هذه الصورة مأخوذه من كتاب Network Protection & Automation Guide في Chapter 8 ، إلا أن هناك اختلاف بخصوص عامل الأمان security حيث وجد أن DTT Scheme ليس هو الأفضل عمليا ، لذا تم استحداث فكرة Accelerated Zone وهي غالبا Zone2 protection في كل من Blocking Scheme أو Permissive Scheme وذلك لاستخدامها كوسيلة رقابة أو supervision للتأكيد على حالة وجود عطل قبل اتخاذ قرار الفصل..

إذا فُصل Remote circuit breakers من خلال Carrier signal أو من خلال ال communication schemes بشكل عام، فإننا نقول حينها أن هذا الCB فُصل بسبب الintertripping ، يعني قرار الفصل القادم من الLocal Relay نسميه tripping بينما قرار الفصل القادم من الRemote relay يسمى بintertripping.

و يجب علي كمهندس حماية التمييز بين سبب الفصل هل هو قادم من Local أو Remote كأول خطوة من خطوات الfault investigation ، يعني لماذا استهلك وقتي في عمل investigation للبحث عن سبب الفصل الخاطئ وأمر الفصل لم يأت من عندي؟ ويتم التمييز بينهم من خلال وضع Latching LED أو Relay with flag خاصة بالفصل القادم من الRemote Relays .

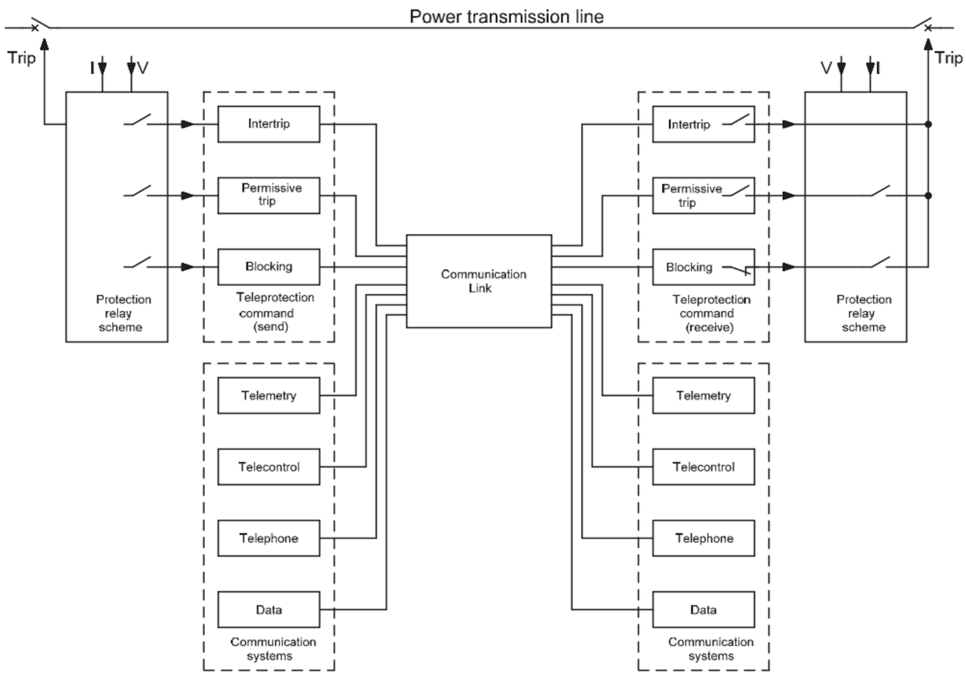
ويرمز لهذا Carrier or Pilot-Wire Receiver Relay حسب الANSI device code **برقم 85** وهو يختلف عن Lockout Relay والذي يرمز له برمز 86 ، و Relay 85 هو Self-Reset relay بمعنى أنه إذا أصدر Trip command لا يبقى الContact الخاص به ثابت على إغلاقه بمعنى أنه non-latching contact أي يغلق ومن ثم يفتح تلقائيا .



بينما Lockout Relay هو Hand-Reset relay بمعنى أنه إذا أصدر Trip command يبقى ال Contact الخاص به ثابت على إغلاقه بمعنى أنه latching contact ، أي يبقى مغلق حتى بعد زوال العطل ولا يمكن فتحته إلا إذا جاء شخص وضغط Push button lockout rest.

إذن 85 هو رمز ال Receiver Relay و86 هو Lockout Relay بينما 87 هو ال Differential Relay .

ما تم شرحه آنفا هو ما يسمى ب الPilot scheme ، أما الPilot Protection والذي يسمى أيضا ب Carrier Current Protection فهو يختلف عنه تماما ، ففي الPilot Protection يتم تبادل قيم التيارات على الجانبين وهو يعبر عن الDifferential relay . الLocal current هي قيمة التيار المقاسة بشكل حقيقي وهو الmeasured current , بينما الRemote current فهي قيمة افتراضية تأت عن طريق الCommunication وتأت في صورة Pulses .



لأهمية نقل وتبادل المعلومات تم إنشاء منظومة اتصالات أو Communica- tion system في داخل كل محطة ، تهدف إلى عمل تواصل بين وحدات المحطة نفسها من خلال Local Area Network أي ضمن منطقة جغرافية صغيرة والتي تسمى بLAN Network أو بين المحطة وغيرها من المحطات ضمن منطقة جغرافية واسعة .

و مفهوم كلمة Network أو شبكة بشكلها المجرد هو كلمتين Resource Sharing أي تبادل المصادر أو مشاركة المصادر بغض النظر عن الطريقة المستخدمة ، أي شيئين بتبادلوا المعلومات فيما بينهم يعتبروا شبكة.

ومن الأمثلة على الشبكات حولنا هو البلوتوث والواي فاي ، حتى مواقع التواصل الاجتماعي تسمى شبكات لأنه في ناس بداخله يتبادلوا المعلومات مع بعضهم البعض .

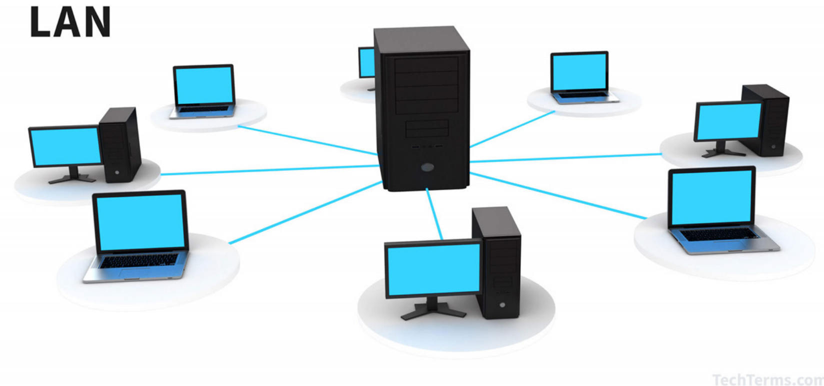
صنف العلماء الشبكات بناء على حجمها وتكلفتها والإعدادات الخاصة بها إلى عدة أنواع :

1. فنبدأ **بالPAN** أي **Personal Area Network** أي الشبكات الشخصية والتي تكون فقط بين جهازين والتي تسمى ب peer to peer مثل أن ترسل أمر طباعة بين اللابتوب والطابعة أو نقل صورة باستخدام البلوتوث وغيرها من تقنيات نقل البيانات بين جهازين فقط وفي مسافة صغيرة من 1 إلى 10 متر .

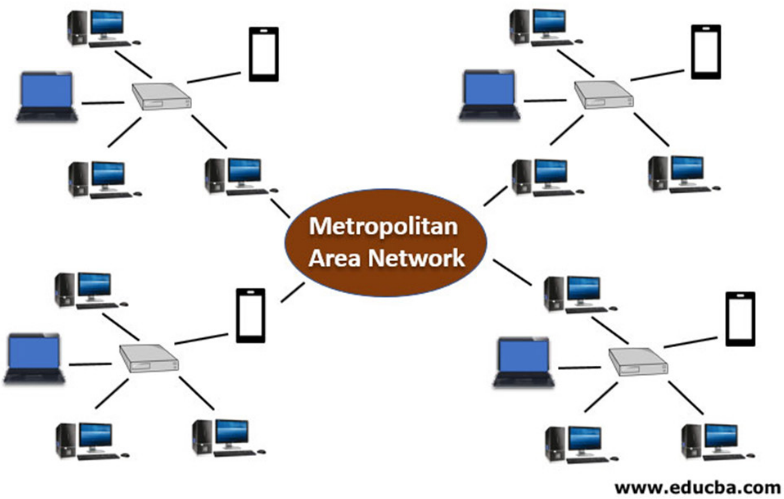


والبعض قال أن كلمة "شبكة" تطلق على وصل ثلاثة أجهزة أو أكثر مع بعضها البعض ، و لا يطلق على وصل جهازين باسم شبكة.

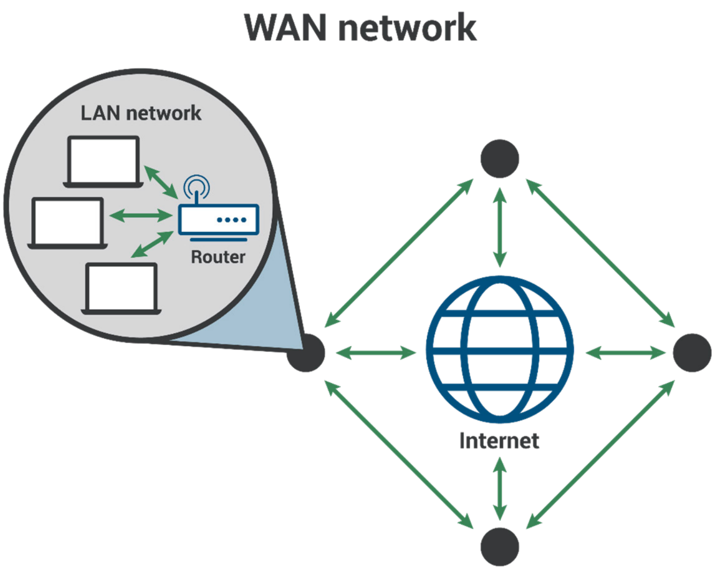
2. فإذا تم وصل أكثر من جهازين مع بعضهم البعض فإننا نطلق على هذه الشبكة باسم **الLAN** وهي الموجودة في المختبرات أو المكاتب أو المنازل في مسافة من 10متر إلى 1 كيلو متر .

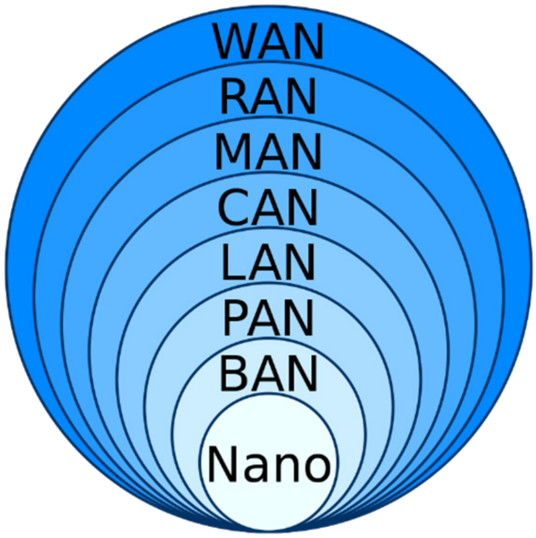


3. أما إذا أردت ربط مدينتين مع بعضهم البعض والتي عادة ما تستخدمهم الحكومات لربط كاميرات الCCTV فنستخدم شبكة ال **metropolitan area network (MAN)** وتغطي مسافة من 10 كيلومتر إلى 100 كيلومتر .



4. أما إذا أردت شبك دول مع بعضها البعض في منطقة جغرافية واسعة فيتم من خلال ال **WAN** والتي تعني **wide-area network** .



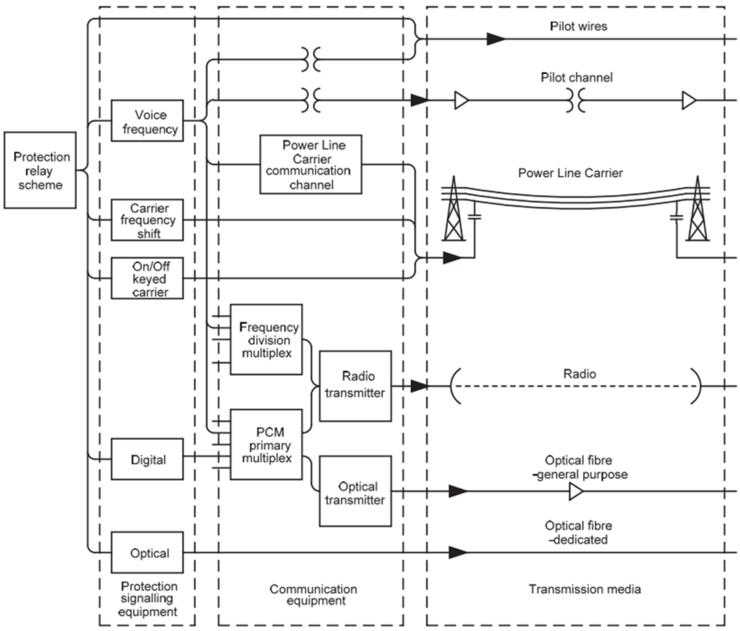


وهناك العديد من التصنيفات الأخرى للشبكات كما هو ظاهر في الصورة ولا مجال لذكرها كلها ويمكنكم الرجوع إليها لمعرفة تفاصيلها .

خطوات نقل المعلومات بين المحطات تتم من خلال إرسال الإشارة الى جهاز ال Transmitter أو المرسل الموجود معه في نفس المحطة ليرسل إشارة إلى الReceiver أو المستقبل الموجود في الجهة الأخرى ، وهذا الReceiver يقوم بدوره بتوصيل المعلومة القادمة من الجهة الأخرى للRelay الآخر .

أما وسائط نقل الإشارات الtransmission media أو الcommunication links بين كلا المحطتين فيكون باستخدام إحدى هذه **الأربع طرق :**

1. إما من خلال ال Power line carrier والتي يرمز لها برمز الPLC أو قد يرمز لها برمز PLCC من Power Line carrier Communication .
2. أو من خلال ال Pilot cables أو Pilot wires .
3. أو من خلال ال Radio channels أو قد تسمى بMicro Wave channels والتي تكون Wireless .
4. أو من خلال الFiber optic cables .

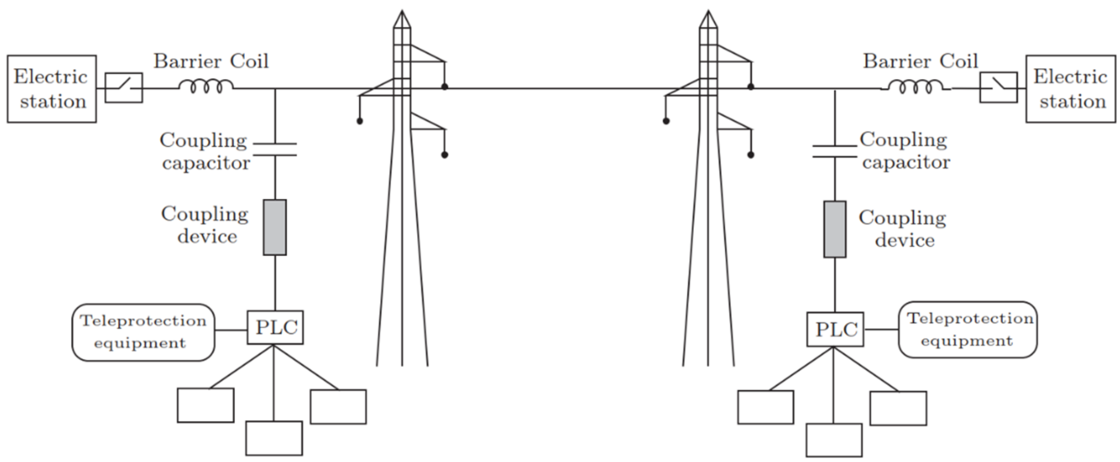


و يجب أخذ موضوع الNoise الناشئ من high-frequency transient currents و الفولتية الناشئة من عمليات ال switching والصواعق البرقية بالاعتبار عند اختيار كل طريقة بينهم .

نظام الاتصالات باستخدام ال Power line carrier يتم من خلاله نقل إشارات ال Communication على خط الPower نفسه ، حيث تتميز طريقة الPLC في نقل المعلومات بعدم وجود تمديدات وأسلاك خاصة بالاتصالات لأن النقل يتم من خلال خطوط الضغط العالي نفسها والممتدة أصلا لنقل الطاقة .

ولهذا السبب سميت ب Power Line carrier Communication أو PLCC لأن Communication مستخدم ال Power Line نفسه، بمعنى أن الPower line يكون حاملا على سبيل المثال 200MW من القدرة كتردد 50Hz وفي الوقت نفسه يحمل معلومات بقدرة لا تتجاوز ال10W بتردد يصل إلى 500kHz ، ويجب أن نلاحظ بأن المعلومات المرسلة والمستقبلة يتم نقلها على نفس الخط ولكن بتردد مختلف لكي لا يحصل بينهما أي تداخل . حيث لا يمكن لشخص أن يستمع لعشرة اشخاص يتكلمون في نفس الوقت ثم يفهم منهم كل شيء!!

طريقة ال Power line carrier هي الأنسب في حال الخطوط الطويلة التي تصل إلى **عدة مئات من الكيلومترات** ، و لا بد من خلال هذه الطريقة توفر جهاز PLC في المحطة وآخر في مركز التحكم أو في المحطة الأخرى .



تم إنشاء شبكات اتصالات HV PLC في الأصل لدعم الاتصال الهاتفي المباشر وهو analog telephone بين المحطات الفرعية ومراكز التحكم ، ولكن بعد استخدام الRTU أي Remote Terminal Unit في المحطات الفرعية لتطبيقات ال SCADA (**S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition) ، تم إزالة ال analog data channel واستخدم ال digital modems القادرة على إنشاء قنوات متعددة الإرسال بسرعة بيانات يصل إلى 64 كيلوبت / ثانية أو أعلى.

يتم استقبال المعلومات المختلفة القادمة من وحدة الRTU كDigital signal بواسطة جهاز Modem ، وعادة ما يستخدم جهاز ال Modem في حال كان هناك اختلاف بين طبيعة الإشارة على كلا الجانبين فيقوم ال Modem بالربط بينهما ، ولكي يتم الربط بينهما فإنه من الضروري أن نقوم بعملية Modulation أو Demodulation ومن هنا جاء الاسم أصلا .

يقوم ال Modem بتحويل ال Digital signal إلى Analog signal ترددها منخفض في حدود 2kHz to 4kHz ويعرف بالتردد الصوتي Voice frequency أو VF ، ومن ثم يقوم الModem بإرسال هذه الإشارة إلى PLC ومن خلال كارت داخل هذا الجهاز يُعدَل تردد الموجة إلى تردد متوسط يسمى بIntermediate frequency أو IF .

ومن ثم في المرحلة النهائية يتم تعديل تردد الموجة إلى التردد العالي HF المراد إرسالها ، و الهدف من تحويل تردد الموجة من VF إلى IF ومن ثم HF على شكل مراحل لكي لا يحصل تشوه كبير في الموجة أثناء التعديل من مرحلة واحدة فقط وبالتالي لا نفقد أي معلومات .

و هذه الترددات تكون بالطبع أعلى من الترددات العالية التي ممكن أن تتواجد في الإشارة أثناء العطل وتكون غالبا في مدى 4 الى 11 ميجاهيرتز وهذا المدى لا يظهر في إشارات الأعطال.

في الجزء الأخير من هذه العملية يتم تكبير الإشارة النهائية وإعطائها كمية من الطاقة بواسطة Power Amplifier حتى يمكن إرسالها على خطوط الضغط العالي 400kV أو 132kV الموجودة على البرج .

و ما إن تصل الموجات المرسلة على خطوط الضغط العالي إلى المحطة الأخرى أو إلى مركز التحكم أو ما يسمى بLoad Dispatch center,LDC حتى يستقبلها صائد الموجات Wave Trap ، وTrap تعنى هنا مصيدة أو فخ أو كمين لموجات معينة دون غيرها أي وكأنها تقوم بعمل الFilter .

يعمل صائد الموجات على التقاط موجات الاتصالات من خطوط القوى وتمريرها إلى داخل مركز التحكم حيث يكون في استقبالها جهاز PLC ثاني .
يقوم بعمل عكسي بتحويل تردد الموجة من HF إلى IF ومن ثم إلى VF ومن ثم يقوم بتمريرها إلى جهاز Modem يقوم بتحويل الإشارة من Analog إلى Digital ، ومن ثم يقوم بتحويلها إلى جهاز TCI أي Tag control information الذي يقوم بمعالجتها وإرسالها إلى أجهزة الكمبيوتر .



Wave Trap

ما هو مبدأ عمل Wave trap أو تسمى أيضا ب Line trap , وكيف تقوم هذه الدوائر بصيد موجات الإتصالات ؟ أو كيف يمكن له أن يميز Communication signal عن Power signal؟

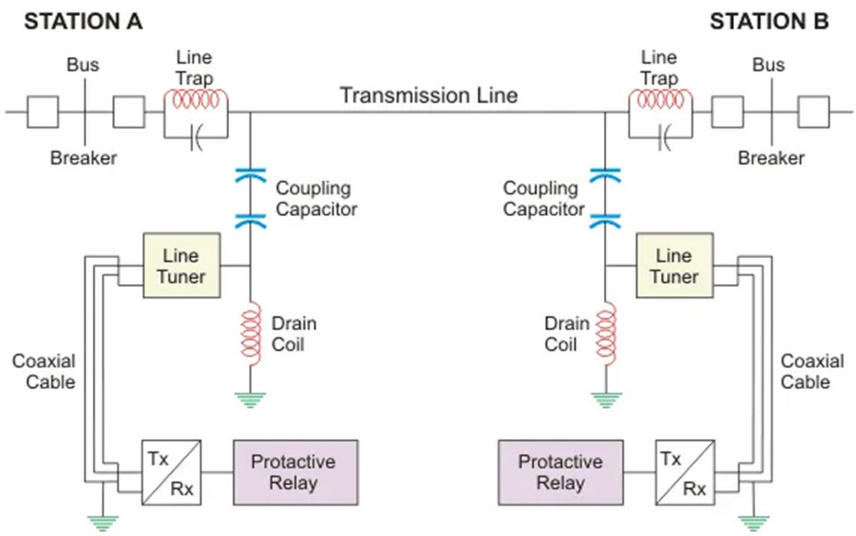


Diagram of PLCC Network

توصل ال Line trap على التوالي مع موصلات خط الدخول إلى المحطة وبالعادة توصل على phase واحد فقط أو على اثنين أحيانا. وبما أن هذه الدوائر موضوعة على التوالي فإن التيار الأصلي سوف يمر بها ، وعليه فإن الPower rated لها يجب أن تكون مرتفعة .

الLine trap عبارة عن Inductor مصنوع من أسلاك سميكة جدا لتحمل قيم التيار ، حيث الRated current له يصل حتى 2000 امبير وتكون قيمة الInductance من 0.1 الى 2 ميلي هنري .

تسمح هذه الدوائر بمرور التيارات ذات التردد ال50 هيرتز بينما تحجز الترددات العالية في دائرة أخرى متصلة بجهاز الاستقبال الReceiver .

يتم ضبط الResonance frequency لهذه الدوائر والتي هي عبارة عن RLC circuit أصلا بحيث تكون Impedance لها تساوي صفر عند ال50Hz و Impedance مرتفعة في حال الترددات .

والهدف من جعل ال Impedance مرتفعة هو إجبار الترددات العالية والتي هي خاصة بنظام الاتصالات للدخول إلى Coupling capacitor معاوقته صغيرة جدا.

ال Coupling capacitor وظيفته هو التأكد من مرور التيارات عالية التردد ومنع مرور ال50Hz او 60Hz ، فمثلا لو كانت قيمة الCoupling capacitor تساوي 0.02ميكروفارد ونفترض أن تردد الشبكة هو 60 هيرتز فإن قيمة capacitive reactance سوف تساوي 133kΩ أمام ال60Hz بينما تصبح قيمتها 40Ω أمام ترددات ال200kHz .

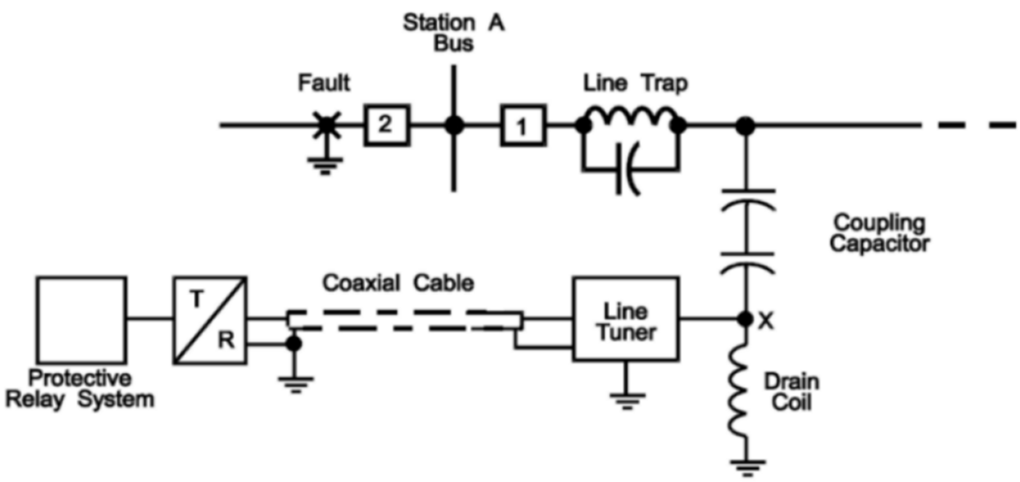
$$Xc = \frac{1}{2\pi fc} = \frac{1}{2\pi(\mathbf{60Hz})(0.02\mu F)} = 132.629\mathbf{k}\Omega$$

$$Xc = \frac{1}{2\pi fc} = \frac{1}{2\pi(\mathbf{200kHz})(0.02\mu F)} = 39.788\Omega$$

ونريد التنويه أنه أصبح يكثر استخدام الCVT في المحطات لسببين :

الأول : أنه أقل تكلفة من محولات الجهد المغناطيسية Inductive voltage transformer.

الثاني : يمكن استخدام الCoupling capacitor الموجودة فيه نفسه في نظام الPLC.

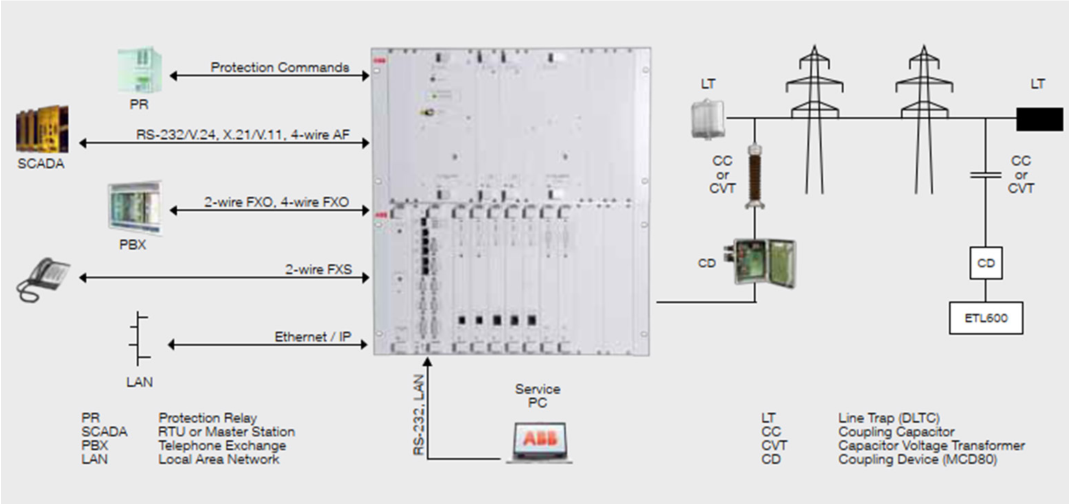


تدخل إشارات الاتصالات من خلال Coupling capacitor إلى جهاز الاستقبال عبر الLine Tuner .

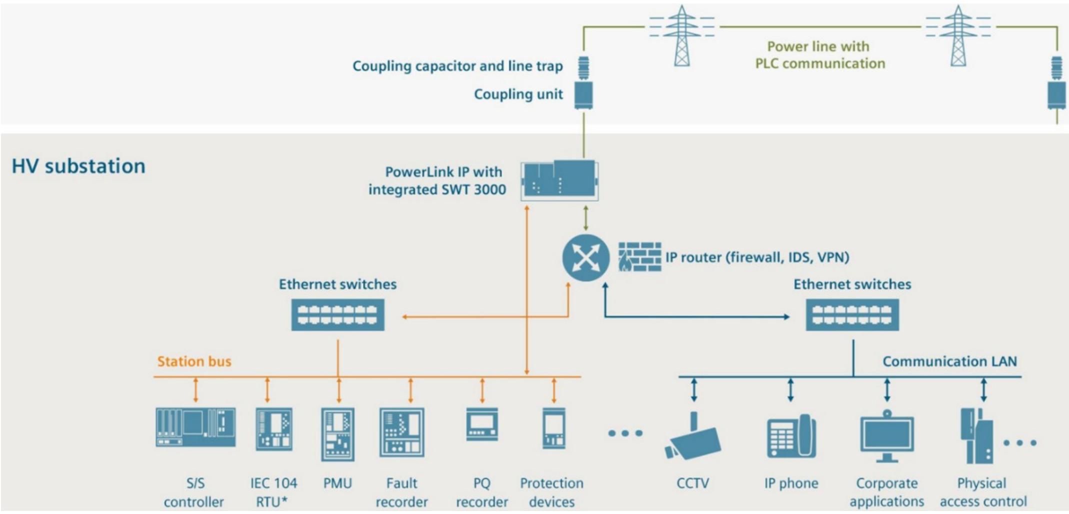
الLine Tuner يقوم بعملية ربط أو توفيق بين كلا الجانبين (جانب الPLC Terminal وجانب power line) حيث كل جانب يحتوي على كيبل بمواصفات مختلفة وخاصة به ، بالإضافة أنه يوفر عزل من power frequency أو Transient overvoltage القادمة من جهة power line .

لو فرضنا أن Inductive reactance لهذا Line Tuner يساوي أيضا 40Ω فهذا يعني أن الequivalent reactance لل Coupling capacitor و الLine Tuner المتصلين على التوالي سوف تساوي صفر ، وهذا يعني أن الإشارة المنقولة بترددات عالية والتي هي إشارة الاتصالات ستدخل وتخرج دون أي مقاومة أو معاوقة تذكر في هذا المسار .

ويتم استخدام هذا الDrain coil حتى أمنع Carrier frequency currents من الذهاب إلى الأرض من خلال إنشاء مقاومة عالية أمام الترددات المرتفعة .
وفي نفس الوقت تصريف power frequency currents إلى الأرض.
يعني هو يمثل High impedance أمام Carrier frequency ويمثل Low Impedance أمام Power frequency .



ETL600 system overview

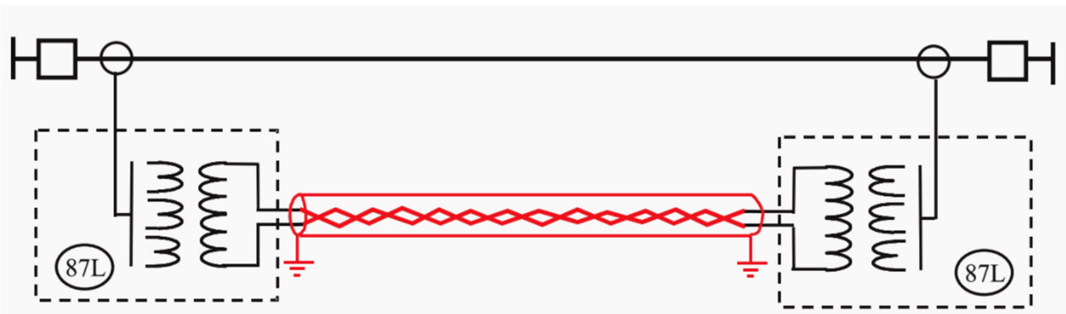


PowerLink system overview

ومن أشهر أجهزة الPLC في السوق هو جهاز ABB ETL600 وجهاز ال PowerLink الخاص ب SIEMENS .

حيث من خلال التجربة العملية في المواقع وجد أن النوع الاول ETL600 أكثر ثباتا وموثوقية وتحملا لارتفاع درجات الحرارة من أجهزة SIEMENS المناظرة لها تحت نفس ظروف التشغيل إلا أن اجهزة ABB أكثر تعقيدا بالتعامل معها .

أما الطريقة الثانية لنقل الإشارات بين المحطات هو باستخدام الPilot wire , فالطريقة الأولى هي الPLCC والطريقة الثانية هي الPilot wire .



وهذه هي وسيلة الاتصال الوحيدة التي كانت متاحة في الحماية التفاضلية التقليدية القديمة ,حيث بدأ التخلي عنها واستخدمت الFiber optic cables (FO) في السنوات الأخيرة ، يعرف الPilot wire باللغة العربية باسم الكابل الدليلي ويرمز له برمز PW ، وهو كابل معدني خاص مخصص فقط لنقل الإشارات ويكون معزول جيدا حتى لا يتأثر بالذبذبات والجهود المحيطة به من خلال power circuits والتي يمكن أن تولد induced voltage عن طريق الخطأ ، وتزداد هذه ال induced voltage مع parallel lines طبعا .

هذه الكابلات الخاصة يتم تمديدها تحت الأرض من خلال trench مع high voltage cables بين المحطات وبين الLDC .
ويصلح هذا الكيبل للأطوال حتى 25كم تقريبا ، و إذا كانت المسافات قصيرة فلا يوجد متطلبات أو تدابير خاصة لتجنب التشويش أو التداخل في الإشارات ، بينما في المسافات الطويلة قد نكون بحاجة إلى أجهزة خاصة لتقوية إرسال واستقبال الإشارات.



ويمكن لنا استخدام pilot wires خاصة فينا بمعنى أن نقوم نحن بتمديدها ، أو نقوم ب استئجار pilot wires أو channels خاصة بشركات الاتصالات إذا أراد المالك توفير بعض المال المستنزف في تركيب وصيانة هذه ال pilot wires .

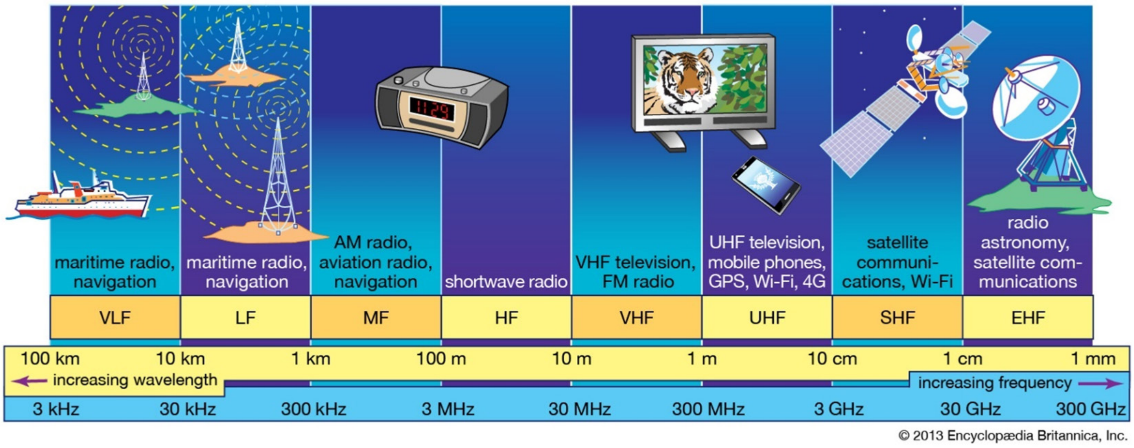
ويمكن أيضا من خلال استئجار ال pilot wires تقليل فرصة حدوث induced voltage لأنه عادة ما تكون هذه الكوابل لها أبراج خاصة فيها وهي معزولة تماما عن Power lines، ولكن استئجار ال pilot wires ليس كله خير , فيمكن لشركات الاتصالات تغيير مسار الإشارات بدون تنبيه أو تحذير ، و هذا قد يسبب مشاكل في protection applications خاصة أن زمن نقل الإشارة مهم وحساس جدا بالنسبة لها.

بالإضافة أن هذه الشركات سوف تسمح لك بنقل قدرة محددة لمسافة محددة وبسرعة محددة وتجاوز هذه الحدود قد يترتب عليه بعض الغرامات ، بينما إذا قمت باستخدام ال Private Pilot Wires الخاص بك فإنك سوف تبقى حر طليق ولا يمكن لأحد أن يتحكم بك .

فموضوع ال Private Pilot Wires أو Rented Pilot Wires هو موضوع نسبي ويحتاج دراسة جدوى اقتصادية وفنية من خبراء متخصصين.

عادة ما يتم تركيب جهاز Modem في المحطات بحيث يستقبل الDigital signal القادمة من الRTU ومن ثم يقوم بتحويلها إلى Analog ومن ثم إلى pilot cable ومن ثم نقوم بنقل هذا ال pilot cable إلى مركز التحكم حيث يستقبلها جهاز Modem آخر يقوم بتحويل الإشارة من Analog الى Digital ومنه إلى TCI - Tag control information.

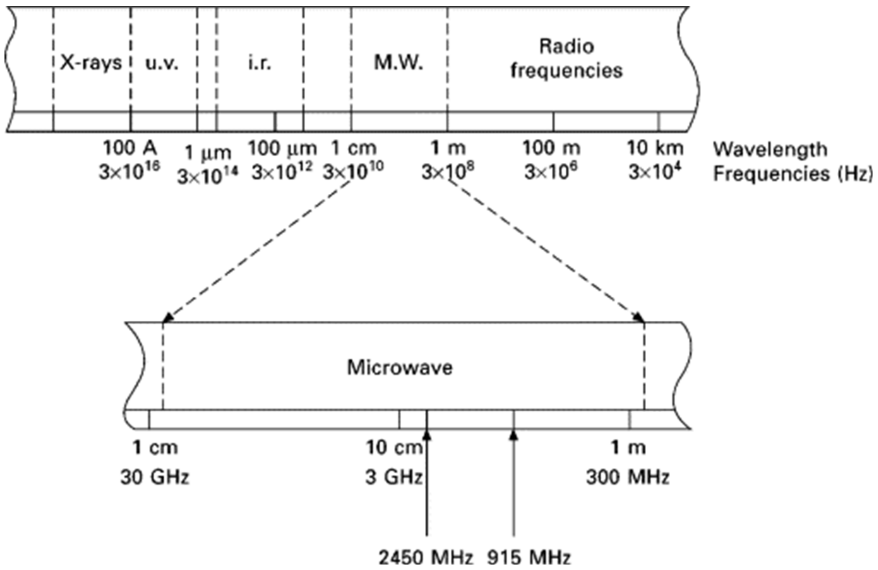
أما الطريقة الثالثة فهي باستخدام Radio channels , إذن الطريقة الأولى باستخدام ال PLCC والطريقة الثانية باستخدام Pilot Wires أما الطريقة الثالثة فهي ال Radio channels .



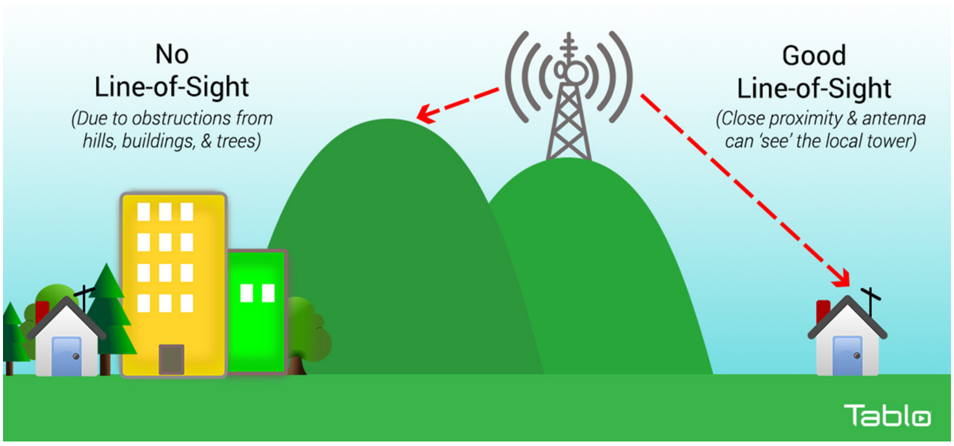
وتعتمد طريقة ال Radio channelsعلى إرسال الإشارات عن بعد عبر الموجات الكهرومغناطيسية وهي ما تسمى بالاتصالات اللاسلكية Wireless Communication ، و تمتاز هذه الطريقة في أن مسارها مستقل عن مسار HV feeder ، وبالتالي فهي لا تتأثر بال faults أو switching operations.

وكلمة Radio يرجع أصلها إلى الكلمة اللاتينية (راديوس) وتعني نصف قطر ، وسميت بهذا الاسم وذلك لأن الموجات الكهرومغناطيسية تبث عبر الغلاف الجوي على هيئة دوائر وهذه الموجات الكهرومغناطيسية يوجد منها العديد من الأنواع تختلف باختلاف ترددها وطول موجتها فمنها موجات الراديو المعروفة في المذياع والأشعة فوق البنفسيجة والأشعة تحت الحمراء وموجات الميكروويف والأشعة السينية وأشعة غاما .

والقنوات المستخدمة بين المحطات هي الMicro wave channel وعادة ما يكون التردد المستخدم للإشارة المنقولة بينهم هي من 3000-12000MHz .



ويجب أن يتم التواصل بين الأطباق على كلا الجانبين على قاعدة Line of Sight بمعنى أن كل طبق يجب أن يرى الآخر على مداه الأفقي لخط البصر وهذا السبب في أن أبراج الاتصالات دائما تكون مرتفعة أو تكون فوق مباني مرتفعة .

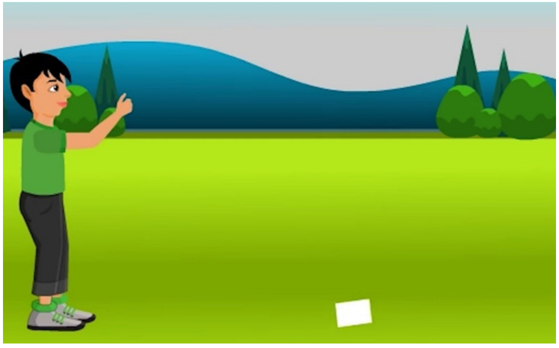


ويفضل أن يؤخذ في الاعتبار أن الرياح أو تغيرات درجة الحرارة يجب أن تكون في أدنى مستواياتها عند هذا الارتفاع ، فإذا كان هناك عوائق أمام برجي الاتصالات ، أو أن هناك انحناءات كثيرة في الطريق فسوف نضطر إلى استخدام Repeater unit أو Repeater stations بكل مكوناتها لتقوية وتكبير الإشارة وإعادة ارسالها مرة أخرى .

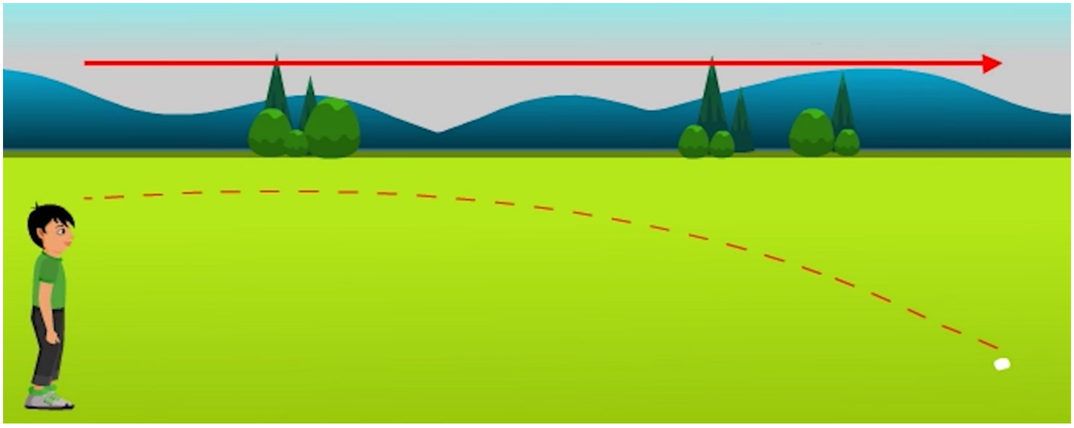
وهذا الشيء هو الذي يجعل الاعتماد عليها أقل بكثير من أنظمة PLCC حيث يكون الاتصال مباشرًا من أحد طرفي الخط إلى الطرف الآخر .

ومن سلبياتها أيضا أن تلوث الغلاف الجوي يمكن أن يسبب انكسار أو انحراف للموجة مما يؤدي إلى ضعف كفاءة الإشارة المرسلة .
و من الشائع استخدام أنظمة الراديو الرقمية التي تستخدمPCM Pulse code modulation .

وهنا نطرح سؤال لماذا نحتاج دائما إلى عمل Modulation لنقل موجات الاتصالات ؟



نفترض أنك تريد أن ترسل رسالة ورقية إلى بيت يبعد عنك 100 متر ؟ فإذا قمت برميها فهل سوف تصل الرسالة ؟ بالطبع لا ، وذلك لأن الورقة نفسها ضعيفة ، ولكن لو قمت بوضع حجر داخل هذه الرسالة فربما في هذه الحالة سوف تصل الرسالة لمسافة أبعد بسبب وزن الحجر أليس كذلك ؟



فبالتالي يمكن أن نستنتج هنا بأن الحجر هو الذي حمل الرسالة إلى مسافة أبعد هنا يمكن تشبيه الورقة الفارغة الضعيفة بالإشارة ذات التردد المنخفض ففي عالم الCommunication لا يمكن إرسال إشارة ضعيفة إلى مسافات بعيدة بدون وجود خسائر أو ضياعات كبيرة نسبيا.

وبالتالي فإننا نستعين بإشارة أخرى قوية وذات تردد عالي والتي تم تشبيهها هنا بالحجر لحمل الإشارة الأصلية إلى مسافات أبعد وتسمى بالCarrier signal .
وتضمين أو إدخال إشارة قوية إلى إشارة ضعيفة يجعل الإشارة الضعيفة قوية وهذا ما نسميه ب Modulation .

بالإضافة أن ارتفاع برج الارسال يعتمد بشكل طردي على الطول الموجي للإشارة حيث $h= \lambda/4$، ويزداد الطول الموجي كلما قلت قيمة التردد والعكس بالعكس.

$L \propto \lambda$

$h= \lambda/4$

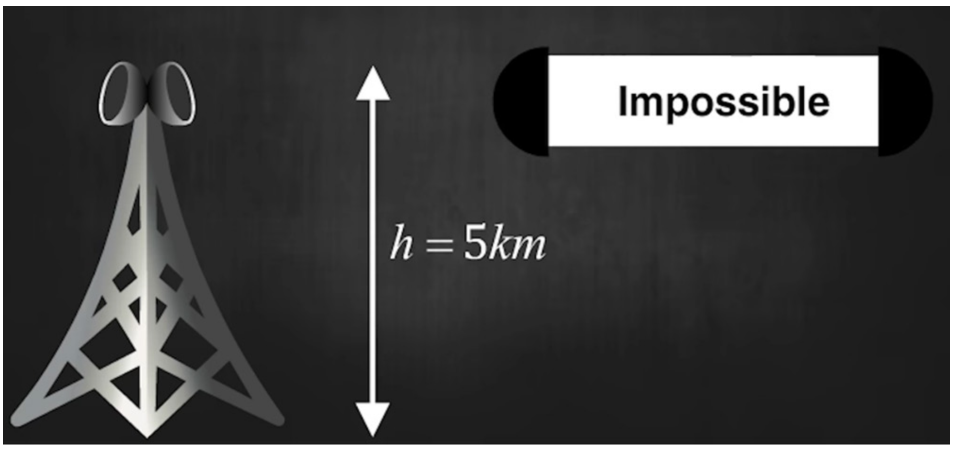
$c= \lambda \times f \rightarrow \lambda\uparrow = c/f\downarrow$

فإذا كان التردد 15kHz فإن الطول الموجي للإشارة هو سرعة الضوء على التردد يعني 3*10^8/15kHz ويساوي 20km وفي هذه الحالة فإن ارتفاع برج الإرسال يكون 20Km/4 ويساوي Km5 وهذا شيء مستحيل تطبيقه عمليا .

$c= \lambda \times f$

$\lambda = c/f \rightarrow 3*10^8/15kHz=20km$

$h= \lambda/4 \rightarrow 20km/4= 5km$



بينما لو كان التردد 1MHz فإن الطول الموجي يساوي 300m وارتفاع البرج h=300/4 ويساوي 75 متر وهذا الارتفاع يصبح مقبول ويمكن تطبيقه عمليا .

$\lambda = c/f \rightarrow 3*10^8/1MHz=300m$

$h= \lambda/4 \rightarrow 300/4= 75m$

هذه القوانين هي نفس فكرة قوانين نيوتن السرعة يساوي المسافة على الزمن , حيث السرعة هي سرعة الضوء والمسافة هي الطول الموجي والزمن هو التردد , حيث معروف أن زمن الدورة الواحدة هو T=1/f .

Speed = Distance/Time

$c = \lambda /T$

$T=1/f$

وبالتالي فإن السرعة يساوي الطول الموجي على T وT/1 هو f وعليه فإن السرعة تساوي الطول الموجي* f وعليه فإن الطول الموجي يساوي C وهو سرعة الضوء على f .

$$c= \lambda \times f$$

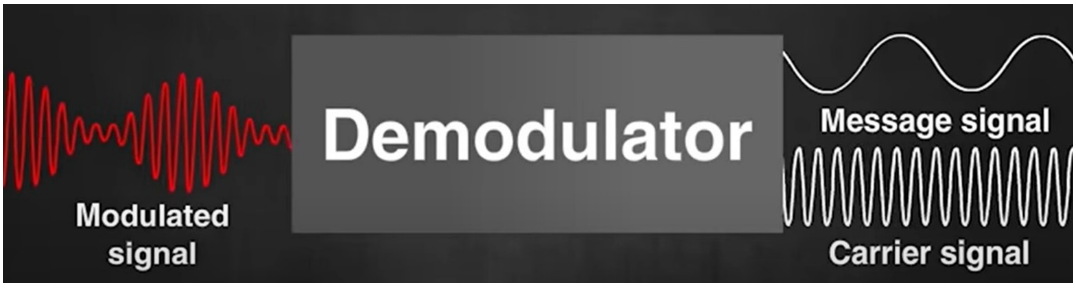
$$\lambda = c/f$$

إذن **المشكلة الأولى** في إرسال إشارة مباشرة بدون Modulation هو أن الإشارة نفسها ضعيفة وسوف يكون بها خسائر كبيرة حيث طاقة الإشارة نفسها تساوي E=f*h فإذا قل التردد قلت طاقته .

والمشكلة الثانية أن التردد المنخفض يحتاج أبراج عالية جدا وهذا مستحيل عمليا بالإضافة أن احتمالية أو نسبة التداخل بين الموجات ذات التردد العالي تصبح أقل .

بمعنى لو كان لدي موجة 2MHz وموجة أخرى 6MHz فإن الفرق بينهم 4MHz وهو فرق كبير فالتداخل أو mutual interference بين الموجتين سوف يكون قليل جدا .

وبما أن الموجة توصف بثلاث صفات Amplitude وFrequenc y و Phase فنقوم بتقويتها ليس بتعديل الموجة الأصلية والتي تسمى Message signal أو baseband signal ، وإنما بإضافة Carrier signal قوية وهذا ما يسمى ب Modulation ، و عند وصول الإشارة المرسلة إلى الطرف الآخر أو الReceiver فإن هذا الجهاز يقوم بعمل Demodulation بمعنى فصل الإشارة الأصلية والتي هي ال Message signal عن ال Carrier signal .



وبالتالي يمكن رفع تردد ال Message signal من خلال إضافة Carrier signal لها تردد مرتفع فيرتفع تردد ال Message signal .

ويمكن عمل Modulation من خلال تغيير ال Amplitude وتسمى بAM أو عمل Modulation من خلال الFrequency وتسمى FM أو عمل Modulation من خلال ال Phase وتسمى PM وهذا ما يسمى بAnalog Communication .

وهذه المسميات هي نفسها المستخدمة في قنوات الراديو حيث كان البث الإذاعي يأتي AM من 500 إلى 1600kHz ، ثم تطور لاحقا وصار البث يأت على شكل Short wave وموجات FM في مدى من 88 إلى 108MHz .

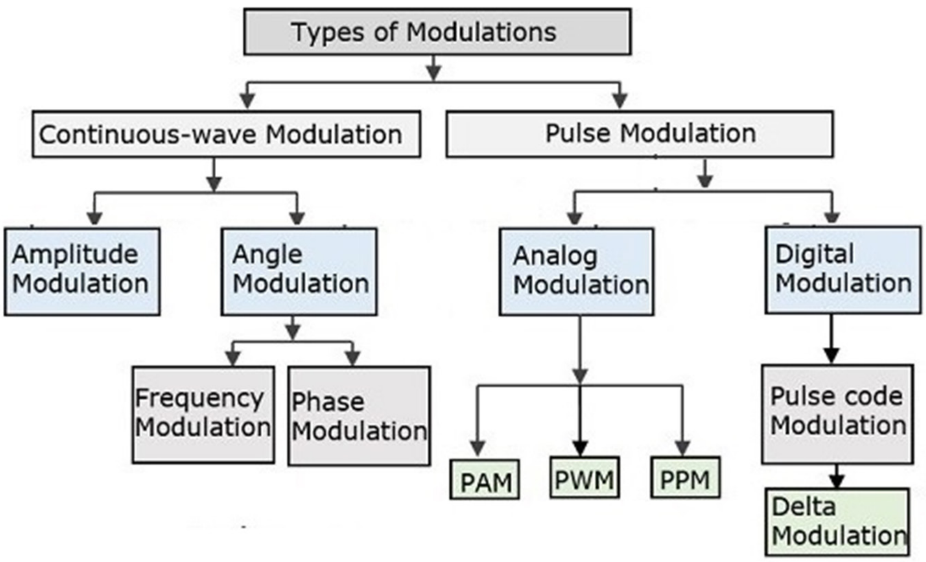
طبعا ال Modulation عالم مستقل بحد ذاته فمنه الAnalog modulation وهو الخاص بAnalog Communication وDigital Modulation وهو الخاص بDigital Communication والتي ظهرت مع تطور الحواسيب والانترنت .

وتم الاعتماد مؤخرا على Digital Communication بين المحطات بسبب قدرتها على نقل كميات كبيرة من البيانات باستخدام ال multiplexing .

و حاليا يتم إزالة point to point communication في أنظمة الحماية التقليدية ووضع transmission channels خاصة ب digital communication networks .

يندرج تحت ال modulation typeال continuous wave modulation و Pulse modulation ، أما الcontinuous wave modulation والذي تعني أن الموجة متصلة فهو الذي يندرج تحتها الAM وFM وPM .

أما **Pulse modulation** فيندرج تحته إما Digital Modulation أو Analog modulation ولها **ثلاث طرق** pulse amplitude modulation و pulse width modulation وpulse position modulation .



أما **Digital Modulation** فيندرج تحتها **أربع طرق** وهي Amplitude shift keying و Phase shift keying و Frequency shift keying بالإضافة إلى ال pulse code modulation .

وهذا ال pulse code modulation والذي يرمز له برمز PCM هو المستخدم حاليا والمعتمدة من هيئة الاتصالات لاعتبارات اقتصادية طبعا .

ويمكن الدخول إلى هذه القناة لمن أراد الدخول إلى مزيد من التفاصيل حول موضوع ال modulation :

https://youtube.com/playlist?list=PLwjK_iyK4LLArUHRm3SvPLT0XWlVh-pl4h

وهنا يمكن أن يسأل أحدهم السؤال التالي : هل يمكن لأي شخص يضبط جهازه الخاص على نفس هذه الترددات أن تصله هذه الإشارات ؟
بمعنى آخر هل يمكن اختراق هذه الترددات ؟

يعني أنا ممكن اخترق إشارات الWireless بين المحطات من خلال معرفتي بالترددات المستخدمة ومن ثم أرسل إشارات فصل لكل محطات الشبكة الوطنية !!

لتجنب هذه المشكلة الخطيرة جدا , عادة ما يتم إرسال Protection signaling commands من خلال رسائل مشفرة ومعقدة أو ما تسمى ب coded messages بشكل كافي حتى تعطي الأمان المطلوب وتحقق سرعة الفصل المطلوبة في ءان واحد .

فإذا قام أي أحد مجهول بالشبك على نفس التردد واستقبل نفس ال massages ما رح يكون قادر أن يعمل لها decoding مرة أخرى ، وأحيانا يكون المستقبل والمرسل متفقين على نمط لتغيير التردد خاص فيهم لكي يمنعوا التشويش والتجسس أيضا .

وهنا يأت دور الFirewall و الأمن السيبراني (Cyber Security) لحماية الأنظمة والشبكات والبرامج من أي هجمات رقمية .

وحسب دراسة قام بها بعض المهندسين العرب في الخارج فإن هذا الجدول المرفق والمنشور في بحثهم . فإنه في 23Dec2015 حدث هجوم سيبراني على شبكة الكهرباء في أوكرانيا فأخرج جزء منها في حالة Blackout .

Table 6. A summary of recorded major (most severe) power outages around the globe in this decade.

References	Country/Region	Date	Duration (hours)	Affected People (million)	Causes
[35,36]	Mexico & the USA	8 September 2011	12	2.7	Transmission line tripping
[38,83]	Brazil	4 February 2011	16	53	Transmission line fault and fluctuated power flow
[41–43]	India	30 July 2012	15	620	Transmission line overload
[44]	Vietnam	22 May 2013	10	10	Crane operator
[45,86]	Philippines	6 August 2013	12	8	Voltage collapse
[44,46]	Thailand	2013	10	8	Lightning strike
[47]	Bangladesh	1 November 2014	24	150	HVDC station outage
[49,50]	Pakistan	26 January 2015	2	140	Plant technical fault
[39]	Holland	27 March 2015	1.5	1	Bad weather conditions
[51,87]	Turkey	31 March 2015	4	70	Power system failure
[88,89]	Ukraine	21 November 2015	6	1.2	Power system failure
[88,90,91]	Ukraine	23 December 2015	6	230	Cyber-attack
[52,53]	Kenya	7 June 2016	4	10	Animal shorted the transformer
[92–94]	Sri Lanka	3 March 2016	16	10	A severe thunderstorm
[95–99]	South Australia	28 September 2016	6.1	1.7	Storm damage to transmission infrastructure & cascading events
[57,100]	the US (NY)	1 March 2017	11	21	Cascading failure in transmission system
[101]	Uruguay	26 August 2017	4	3.4	Bad weather conditions lead to cascading failures
[57,102]	US (southeast)	10 September 2017	5	7.6	Cascading events and transmission tripping
[103–106]	Sudan	10 January 2018	24	41.5	Cascading failures
[107–109]	Azerbaijan	3 July 2018	8	8	Unexpectedly high temperatures
[81–83,110]	Brazil	21 March 2018	1	10	Transmission line failure
[78,111]	Canada (BC)	20 December 2018	4	0.6	Winds reached speeds of 100 km/h

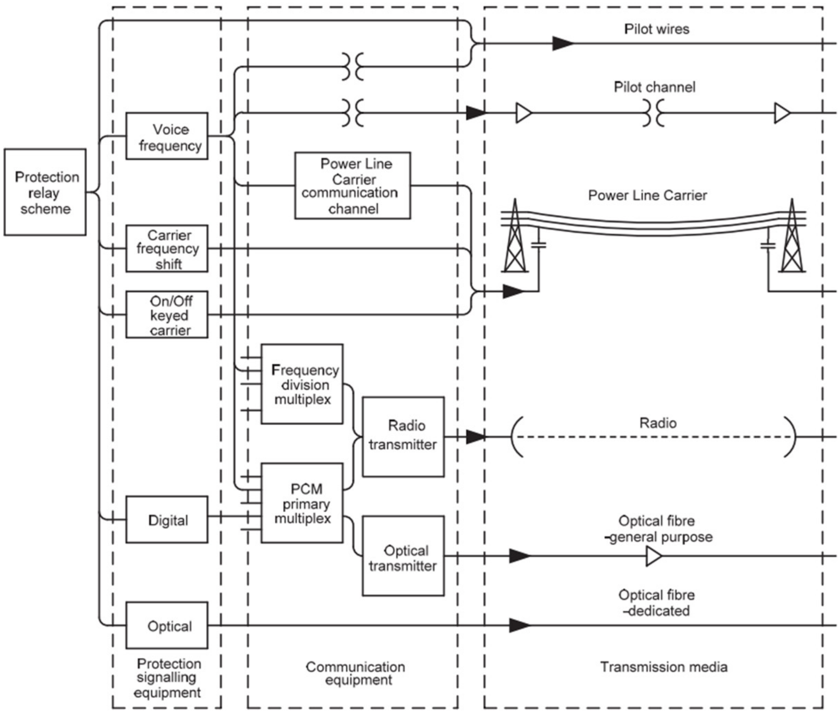
للمهتمين يمكنكم الرجوع إلى البحث وهو مفتوح المصدر ومتاح للجميع على الرابط https://www.mdpi.com/1996-1073/12/4/682

في الحقيقة هذا الكلام مرتبط Telecommunications أو Network Engineering وتعتبر خارج نطاق مهندسي القوى الكهربائية ولكني سردت هذا الكلام مجملا حتى نأخذ ثقافة شمولية عن نظم الاتصالات بين المحطات الكهربائية .

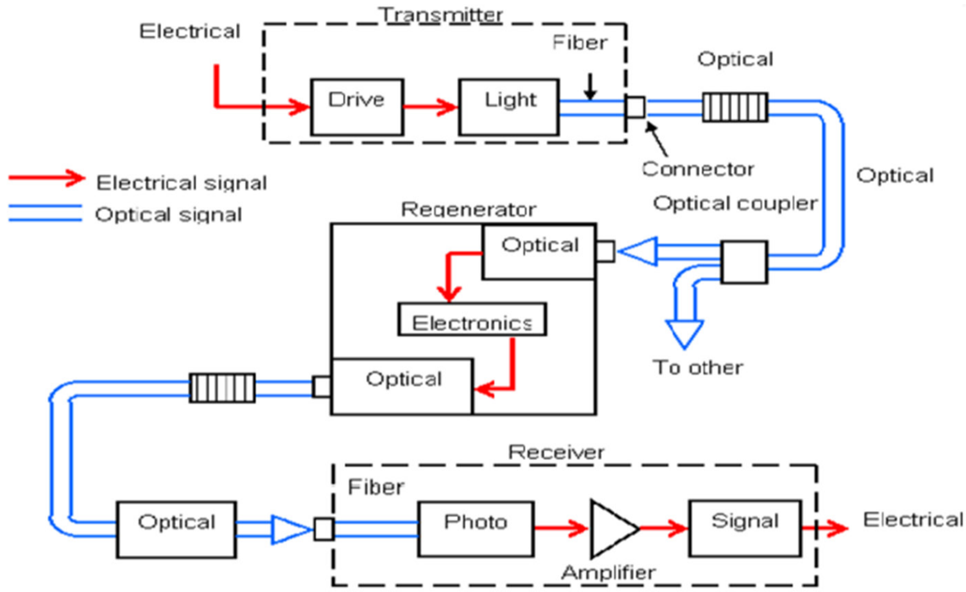
شرحنا سابقا فكرة عامة عن طرق التواصل بين المحطات باستخدام الcommunication links ، وشرحنا منها ثلاث طرق وهي :

1. ال Power line carrier
2. و ال Pilot cables
3. و ال Radio channels أو بMicro Wave channels

و في هذه الجزئية سوف ننتقل إلى الطريقة الرابعة لنقل الإشارات بين المحطات الكهربائية وهي المستخدمة حاليا والأكثر انتشارا وهي الأكفأ بين طرق نقل الإشارة وهي بالتأكيد الأعلى تكلفة والتي تكون باستخدام ال**Fiber optic cables** .

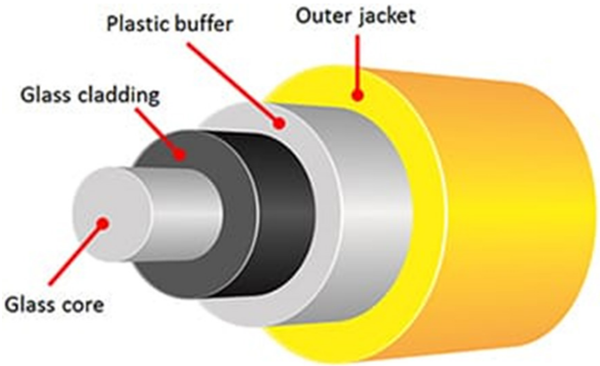


عادة ما تستعمل FO في الخطوط حتى 100 كم , حيث تنقل الإشارات وبسرعة فائقة في الإرسال والاستقبال تقارب سرعة الضوء في الفراغ ، ويتم نقلها على صورة إشارات ضوئية light signal وليست إشارات كهربائية وتنتقل بطريقة النبضات الضوئية light pulses ، وتم تركيب أول ربط FO لشركة دويتشه تيليكوم وهي شركة اتصالات ألمانية بواسطة شركة Siemens في عام 1977 .



حتى نكون متفقين من البداية فإن جميع طرق نقل الData بما فيها الFiber optic cables تتم من خلال Electromagnetic signals ولكن بترددات مختلفة .
فالضوء هو في الواقع جزء من EM band ويقع في band أو في نطاق من الترددات أعلى بكثير من ترددات الإشارات الكهربائية المنقولة من خلال أسلاك نحاسية .

ولكن فرص حدوث Electromagnetic interference للData المنقولة من خلال الأسلاك النحاسية ومنها التي كنا نستخدمها في Ethernet cable أعلى بكثير من حدوثها عبر كابلات الفايبر ، وذلك لأن أسلاك الFO تكون مصنعة من الزجاج أو البلاستيك ومن المعلوم أن الزجاج والبلاستيك من العوازل أي المواد التي لا تسمح للتيار الكهربائي المرور من خلالها ولا تتأثر بالمجالات الكهرومغناطيسية .
وهذا ما يجعل لديها مناعة من وجود أي interference ممكن أن تؤثر على جودة الإشارة مما يعني أن مشكلات تقنية مثل ضعف الإشارة أو إعاقة البيانات باتت في طريقها إلى الزوال بفضل كابلات الألياف الضوئية .



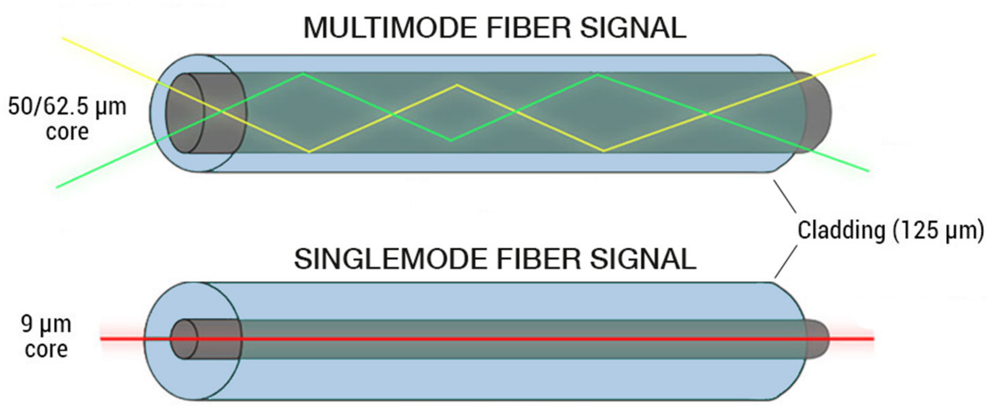
طبعا النوع الذي يستخدم لنقل إشارات الحماية الكهربائية بين المحطات هو فقط ال Glass fibers حيث ال Plastic fibers مناسبة فقط للمسافات القصيرة .

وهذه الخواص هي ما جعلت FO cable لا ينافسها
أي من الكابلات النحاسية في طول المسافة التي لا نحتاج فيها إلى تقوية الإشارة أو تكبيرها .

ولكن هل ممكن أن نستنتج مما سبق أنه لا يمكن أن يحدث interference في حال استخدام الFiber optic cables؟

لا يمكن أن نقول ذلك على الإطلاق ..! ، فإذا كانت المسافة بين هذه الكابلات أقل من عُشر الطول الموجي ، فهنا يمكن أن يحدث interference بين كابلات الفايبر ، حيث الطول الموجي يساوي السرعة على التردد ، بمعنى أن المسافة المسموحة بين الكوابل لكي لا يحدث interference للData تقل كلما ازداد التردد .

كوابل الFO لها نوعين : إما Single-mode fiber optic cable أو Multi-mode fibers.



فال Single-mode fibers أو تسمى ب Mono-mode fibers تستخدم في حال التوصيل المباشر من المرسل إلى المستقبل في التطبيقات التي تحتاج إلى سرعة عالية ومسافة كبيرة ويكون الــ Distortion في هذه الإشارة قليل جدا .

ويصل الطول الموجي Optical wavelength للإشارة المنقولة من خلاله إلى 1300nm لل FO المستخدم لمسافة حتى 60km ، و 1550nm للFO المستخدم لمسافة تصل إلى 100km ، ويتميز هذا النوع من الألياف الضوئية بصغر نصف قطر القلب الزجاجي حيث يصل إلى 9 ميكروميتر والميكرو يعني 10^6- .

أما Multi-mode fiber فهو أرخص من النوع الأول ويستخدم إذا كانت Accuracy غير مؤثرة , ويستخدم في التقنيات التي لا تحتاج إلى مسافة كبيرة يعني أقل من 1km ، وبالطبع سوف يحدث للإشارة Distortion أو تشويه إذا زادت المسافة عن ذلك وتصبح أيضا بحاجة إلى Repeater unit أي جهاز مقوي إشارة , لذا يفضل استخدامه في شبكات الحاسوب الداخلية .

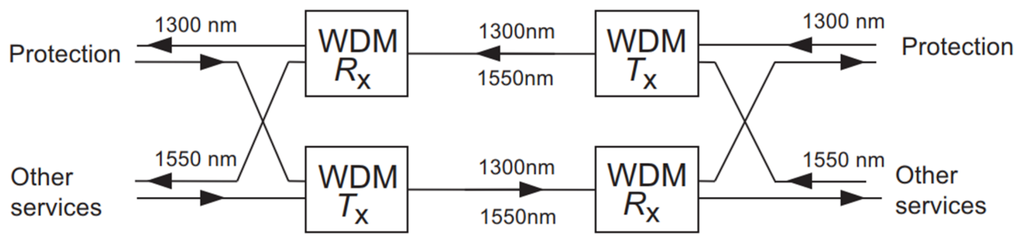
يسير الضوء خلال هذا النوع بشكل منكسر على الغلاف , يعني ال Single-mode fibers يسير الضوء بشكل مباشر بينما ال Multi-mode fiber يسير الضوء فيه بشكل انعكاسات داخلية ، ويصل نصف قطر القلب الزجاجي لهذه الألياف الضوئية إلى 62.5 ميكروميتر . أما الطول الموجي للإشارة المنقولة من خلاله فيصل من 820nm .

وهذا الجدول يظهر لك المواصفات التي قد تحتاجها عند شراء الكيبل المطلوب .

FO fiber	Optical wavelength	Optic budget	Maximum distance ca.
Multi-mode 62,5/125 µm	820 nm	8 dB	1.5 km
Multi-mode 62,5/125 µm	820 nm	16 dB	3.5 km
Mono-mode 9/125 µm	1300 nm	16 dB	60 km
Mono-mode 9/125 µm	1550 nm	29 dB	100 km

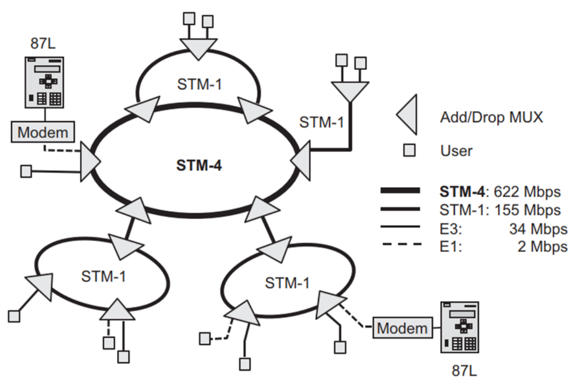
نلاحظ من الجدول بأن أقصى مسافة مسموحة للفايبر هو 100km ، ماذا لو كانت المسافة بين المحطات أكبر من هذه المسافة ، فما الحل إذن ؟

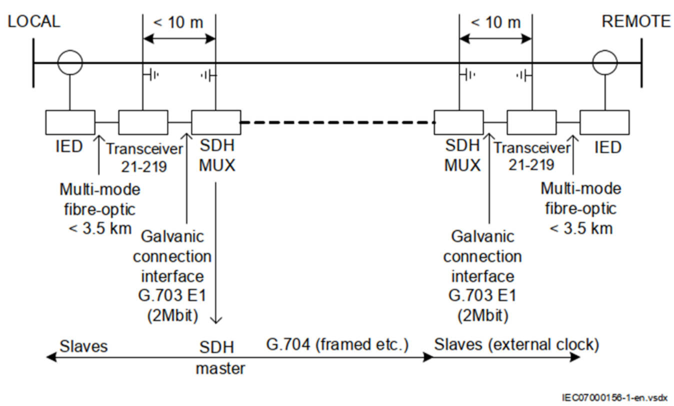
هناك حلول عديدة ممكن استخدامها لنقل الداتا لمسافات طويلة جدا ، حيث يتم استخدام بروتوكولين هم Optical Transport Network OTN و SDH synchronous digital hierarchy مع استخدام تقنية تقسيم الطول الموجي WDM wavelength-division multiplexing.



فالاختيار هنا بيعتمد على طبيعة الداتا المرسلة و حجمها وعلى المسافة المراد قطعها من غير مشاكل وطبعا بيعتمد على الميزانية أو التكلفة لكل اختيار.

من الحلول ممكن استخدام برتوكول ال SDH بمعدل نقل بيانات في المستوى STM-1 Synchronous Transport Module level-1 أو STM-4 مع استخدام boosters أو استخدام repeater عند منتصف المسافة أو أي مسافة مقدرة تحتاج فيها الإشارة إلى amplifying ، وهذا حل ينفع عادة للمنظومة الكهربائية أو أي منظومة تحتاج لنقل إشارات التحكم SCADA .





وإذا كان مراد الربط لمنظومة تحتاج لمعدل نقل بيانات عالي ، فهنا يتم استخدام ال WDM مع مكبر الإشارة EDFA Amplifier Erbium-Doped Fiber Amplifier أو Raman Amplifier ولكن هذا الحل أكثر تكلفة من سابقه ولكنه يضمن ربط مباشر لمسافات تتجاوز ال 300 كلم مع نقل بيانات بمعدل نقل عالي ومشاكل بسيطة.
ويمكن الدخول إلى هذا الرابط لمزيد من التفاصيل https://www.chinacablesbuy.com/ edfa-vs-raman-optical-amplifier.html

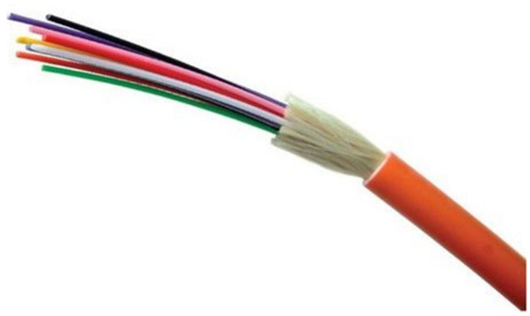
وهناك برنامج محاكاة يتبع لشركة optiwave ممكن تجربة هذه السيناريوهات عليه ودرساتها قبل اختيارها ، أو يمكن بالإستعانة بشركة هواوي التي توفر مثل الحلول التي تم ذكرها .

وهناك مهندسي الاتصالات و متخصصين فقط في مجال Optical Transmission and Optical Fiber.

عادة ما يتم توصيف الكابل بعدد الCore أو عدد الشعرات فهذا الكيبل فيه شعرتين نطلق عليه SM(Single mode) 2 Core FO patch , بينما هذا الكيبل فيه 12 شعره ونقول عنه 12 Core FO ويمكن أن يكون هناك 2/4/6/8/10/12 core ، الآن في الأنظمة الحديثة يتم نقل كل الData باستخدام شعرة فايبر واحدة فقط .



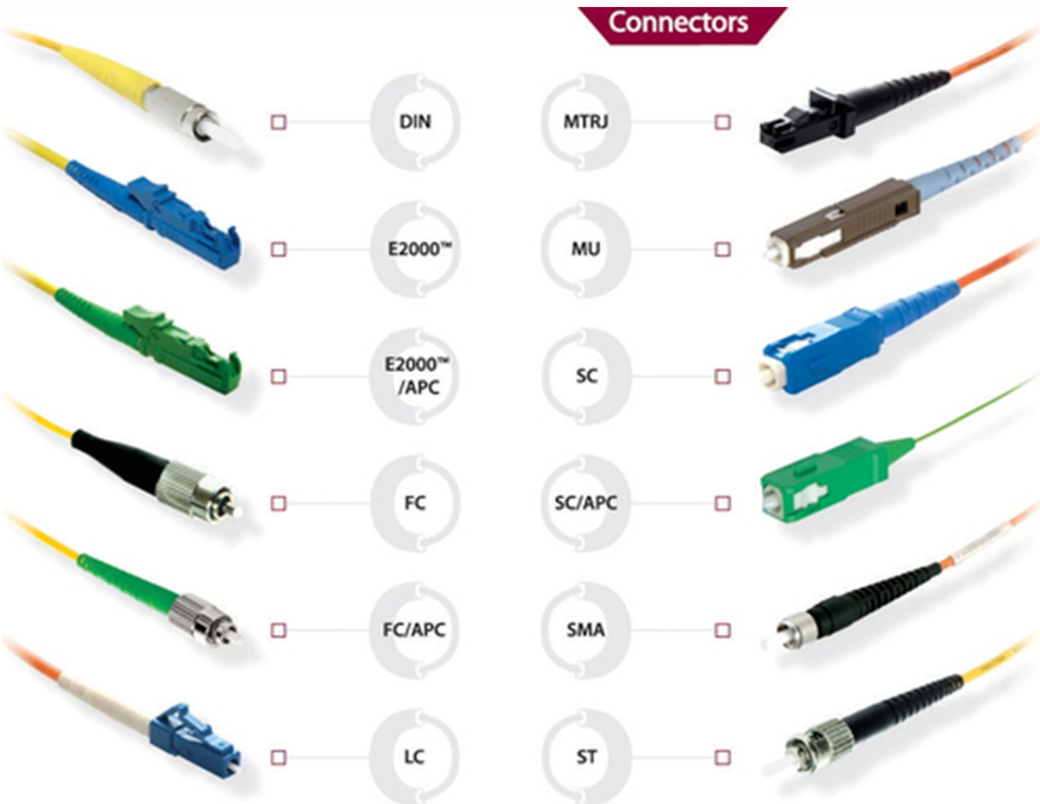
2 Core FO

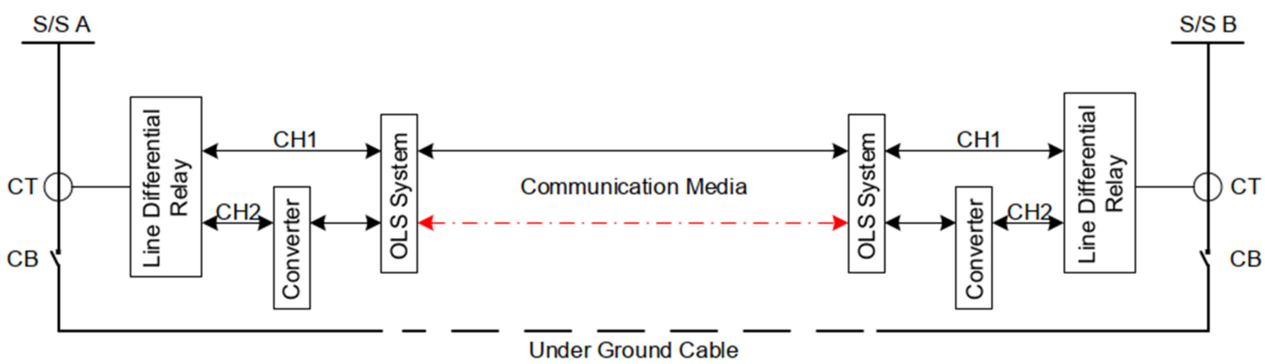


12 Core FO

ولا تنس أيضا قبل شراء الFO التأكد من نوع fiber optic connector ، وأنه متوافق مع مدخل الريليه الخاص بك , فال Communication ports تختلف من ريليه إلى آخر .

وهل هو ST أم FC أم SC أم LC أو غيرهم ، فيجب تحديد ذلك من داخل الRelay manual أثناء البحث في كلمة " Communication" أو " Optical connector" ، وهذه صورة توضح شكل كل نوع .





يمكن توصيل ال Fiber optic cable بين كلا الRelays على طرفي خط النقل من خلال One channel أو من خلال two Independent channels وكل قناة لها طريقة نقل معلومات مختلفة عن الأخرى :

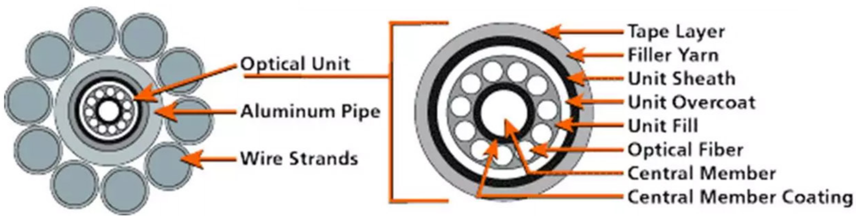
الطريقة الأولى : هو نقلها **بشكل مباشر** أي dedicated link باستخدام Single-mode FO cable ، حيث ينتقل ال Fiber optic cableمن Local Differential relay في Local substation إلى Remote Differential relay الموجود في Remote end substation في داخل الخط الأرضي الموجود أعلى برج النقل والذي يسمى OPGW cable أي Optical Ground Wire .

أو يمكن نقله أو مده من خلال cable trenches ، وأصبح الآن بالإمكان تصنيع موصلات سواء OHL أو UGC يوجد في وسطها Fiber optic cable .





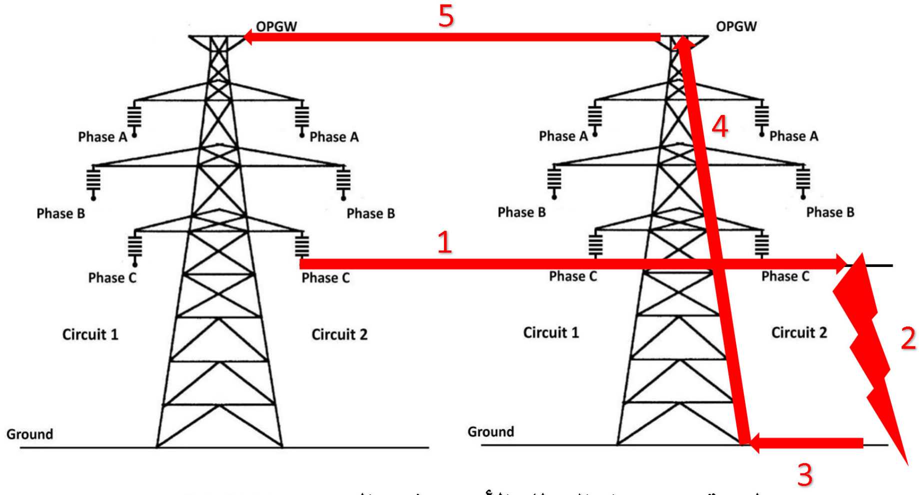




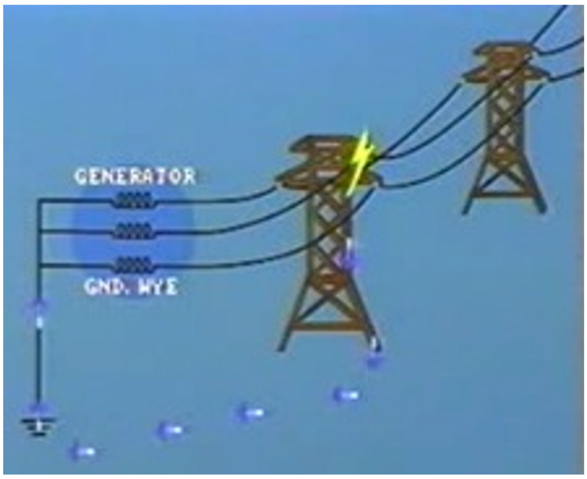
يمكن الاستفادة من OPGW cable أو قد يطلق عليها اسم sky wires الموجود أعلى البرج بشكل أساسي لعدة أمور :

1. أولا هي مخصصة أساسا للحماية من الصواعق البرقية وتفريغها بالأرض.
2. ثانيا يمكن استخدامها لنقل إشارات الاتصالات بين المحطات من خلال الفايبر الموجود في منتصفه.
3. ثالثا أنه عند حدوث عطل أرضي ، فإن تيار العطل الأرضي سيتجه مباشرة من الأرض إلى أقرب نقطة تأريض للأبراج الحاملة للأسلاك ، ثم يصعد عبر البرج إلى خط الأرضي المركب على رأس الأبراج ليمر خلالها راجعا للمحطة التي خرج منها ، وعند آخر برج في الخط يتم توصيل موصل أرضي الأبراج بأرضي المحطة مباشرة ، حيث التيار لا يسري إلا في مسار مغلق و لابد أن يرجع إلى مصدره الذي خرج منه ، و إذا لم يكن هناك خط حماية صواعق على البرج (وهذا نادر) أو كان مقطوعا أو فى حال وجود خط هوائي جهد متوسط ، فالتيار سيعود من خلال الأرض لكن ممكن في أحيان كثيرة تكون الأرض مقاومتها عالية ، وهنا سيكون تيار العطل منخفض جدا ، وقد يصنف open circuit إذا لم يستطع العودة لمصدره أما في حال الكابلات الأرضية فإن تيار العطل فى الكابلات المسلحة يرجع من خلال التسليح ، ولو ما في تسليح سيرجع من خلال metallic sheath .

ملاحظة : تيار العطل الأرضي أمامه مسارين على شكل parallel path للعودة إلى مصدره فينتقل التيار بينهم بالنسبة العكسية حسب قيمة المقاومات بمعنى الذي مقاومته أقل هو الذي يأخذ التيار الأعلى .

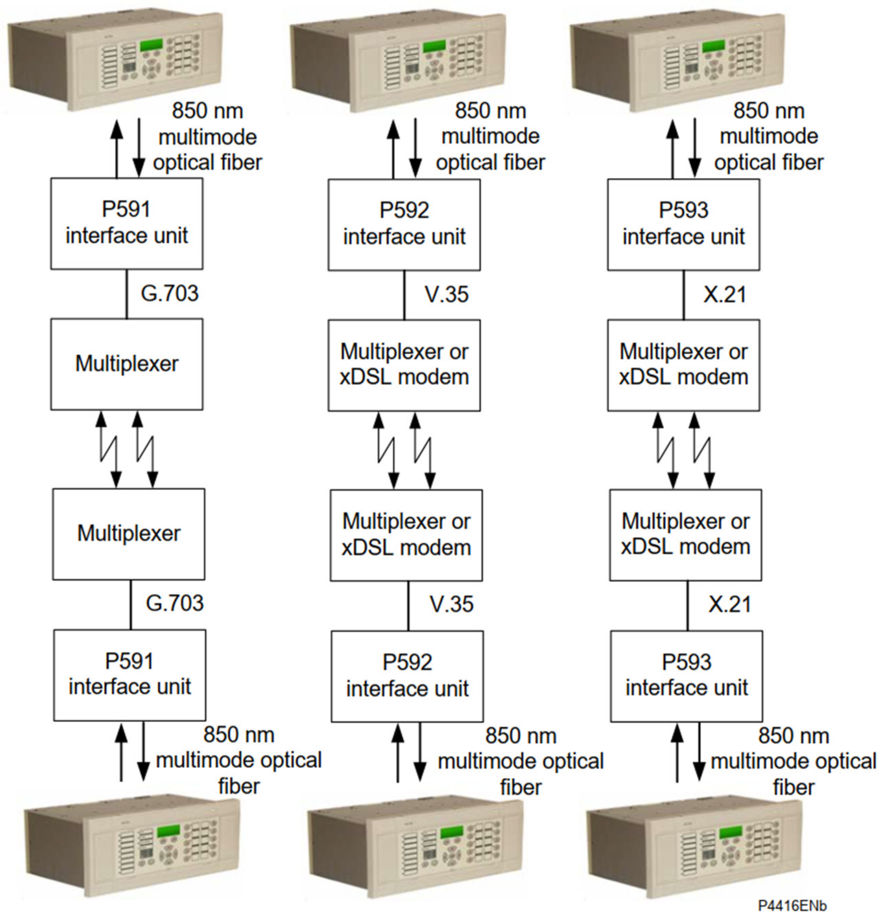


طريقة مرور تيار العطل الأرضي في حال وجود OPGW



طريقة مرور تيار العطل الأرضي في حال عدم وجود OPGW

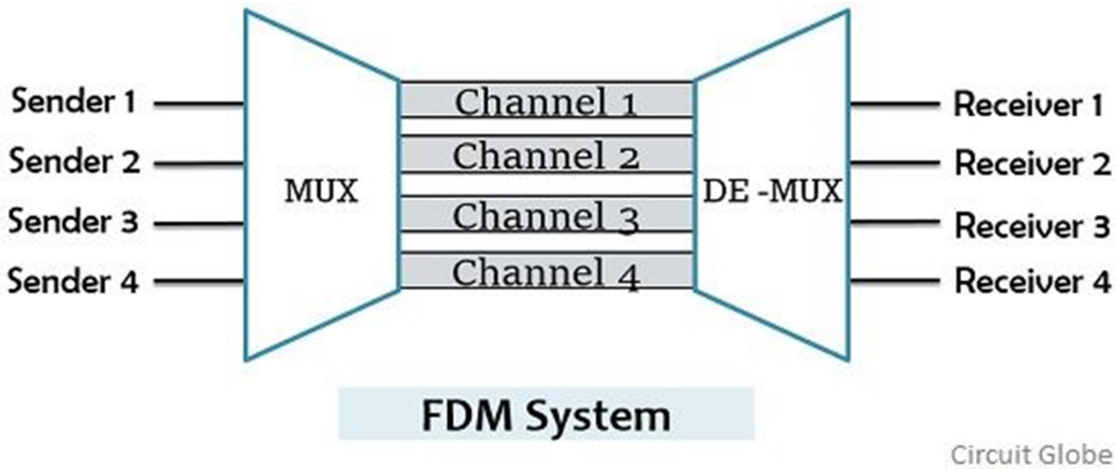
إذن الطريقة الأولى لنقل FO بين كلا الRelays على طرفي خط النقل هي من خلال ال OPGW ، أما الطريقة الثانية فهو باستخدام ال multiplexed link والتي يتم من خلالها نقل جميع إشارات الاتصالات المطلوبة مثل الVoice أو CCTV او telecontrol، بالإضافة إلى protection signaling المطلوبة ، يعني توصيل ال FO cable بشكل مباشر بين الRelays مخصصة فقط لنقل protection signaling , بينما نقل FO cable من خلال الMultiplexer كانت تستخدم ك General purpose بحيث ننقل فيها كل الإشارات المطلوبة سواء للحماية أو التحكم أو التلفونات ، وحاليا أصبح تستخدم ال protection signaling أيضا .



Interfacing to PCM multiplexers

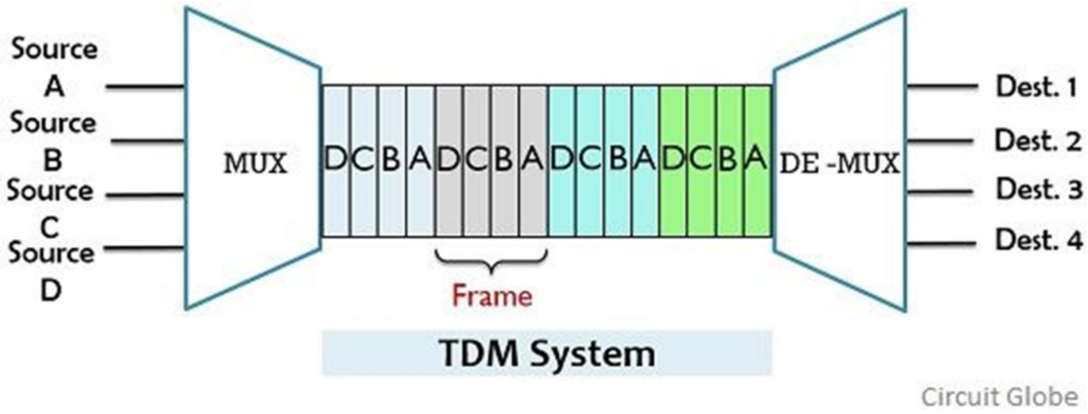
و هناك عدة طرق لنقل المعلومات من جهة إلى أخرى باستخدام multiplexed link ، دون حدوث أي تداخل بينهم اعتمادا على نوع الإشارة المرسلة :

فإذا كانت المعلومات المراد نقلها على شكل Analog signals ، فيتم استخدام تردد مختلف لكل إشارة وهذا ما يسمى ب frequency-division multiplexing (FDM)



أما إذا كانت المعلومات المراد نقلها على شكل Digital signal ، فلن يكون لها أي تردد , لذا تم استخدام فكرة Time-division multiplexing (TDM) .

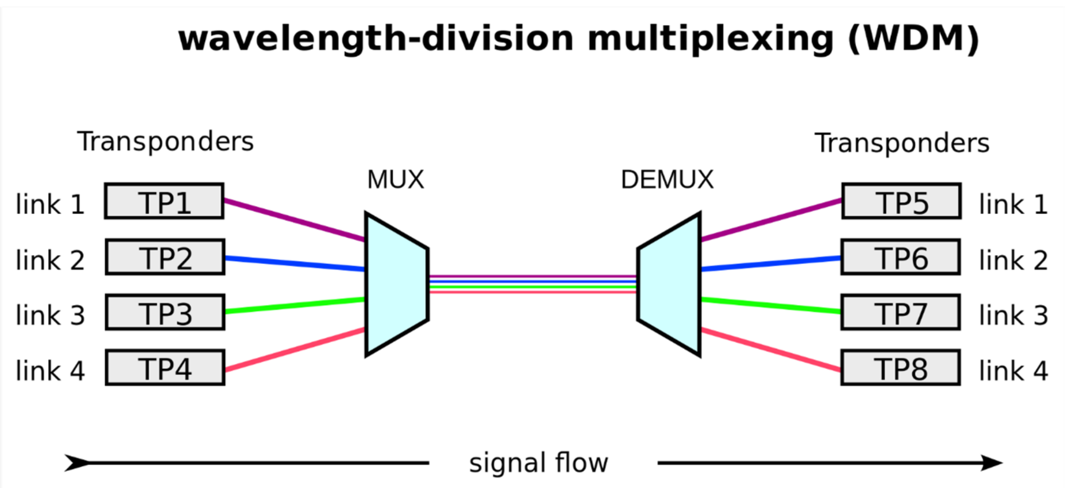
أي يتم تقسيم ال available bandwidth إلى عدة فترات زمنية أو عدة قنوات كل قناة خاصة لنقل معلومة محددة .

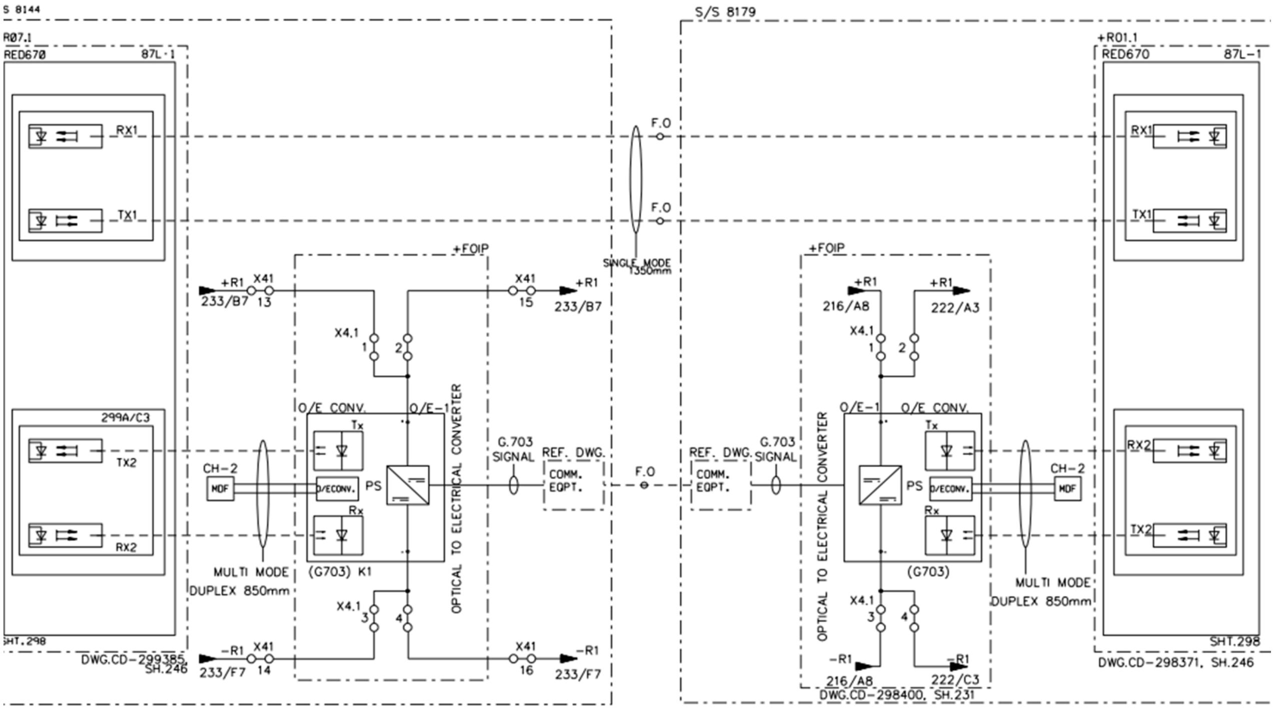


و يتم حاليا في المحطات استخدام طريقة تقسيم الطول الموجي wavelength-division multiplexing WDM وهي تقنية تقوم بارسال عدد optical carrier signals على ليف بصري واحد باستخدام أطوال موجية مختلفة .

تتيح هذه التقنية ال bidirectional communications من خلال الاتصال عبر ليف بصري واحد من الألياف الضوئية ، بالإضافة إلى مضاعفة ال capacity.

وطريقة WDM مرتبطة بال optical carrier والتي توصف ب wavelength ، بينما طريقة FDM مرتبطة ب radio carrier والتي توصف عادة ب frequency .





حسب هذا المخطط فإنه يتم مد FO cable من الريليه المطلوب إلى Converter أو interface adapter أو قد يسمى أيضا ال Communication Interface unit ليقوم بتحويل الOptical signal إلى electrical signal .

والهدف من وجود هذا ال Converter هو لعمل فصل أو segregation بين أقسام المحطة المختلفة بالتالي فهو يعتبر منطقة حدودية بين telecommunication engineering و Power engineering .

فمن جهة الRelays الى الConverter نفسه يتبع للPower وما بعد الConverter يصبح يتبع لل telecommunication أي الاتصالات ، والهدف من هذا ال segregation هو لتمييز مكان المشكلة بالضبط وأنها تتبع إلى أي قسم بالتحديد وحتى لا يحدث خلط بينهما.

هذا ال interface adapter قد يكون من نوع P591 لل Micom relays أو G.703 لل ABB Relay أو غيرها من الأنواع .





G.703 Interface Adapter

P591

حيث ندخل عليه Fiber optic cable قادم من ال Differential relay من نوع Multi-mode fiber cable بسبب قرب المسافة بينهما ، ومن ثم نخرج منه Ethernet cable .

ويجب التنويه هنا أن هناك عدة أنواع من Ethernet cable ومن المهم جدا اختيار الكابل بصورة صحيحة ومناسبة حتى لا تؤثر على أداء بقية مكونات المنظومة.

على سبيل المثال لو كان لدينا Interface unit سرعته 100Mbps-100 Mega bit per second ومتصل به Ethernet cable من نوع CAT5 والذي أقصى سرعة نقل داتا فيه هي 100Mbps فعندها لن توجد أي مشكلة وCAT هنا مأخوذة من كلمة "Category" ، لكن لو كانت سرعة نقل الداتا في Interface unit هي 2Gbps فسوف يظل النظام يعمل ولكن ببطء شديد بسبب استخدام كيبل CAT5 ، وهوغير ملائم لهذه السرعة ، والحل إذن هو باستخدام Ethernet cable من نوع CAT6 والذي يتميز بسرعة 10Gbps .

وبناء على نوع الكيبل المستخدم سيتحدد أيضا نوع الـSocket أو Outlet المستخدم والمناسب له , يعني Ethernet cable من نوع CAT6 يحتاج إلى بريز أو مقبس من نوع CAT6 يعني هذا ABC يعني ما في نقاش، في هذا الجدول سوف يظهر لنا الفروق المختلفة بين أنواع الكابلات من حيث علاقة السرعة بالمسافة .

**مع التنويه أن كابلات الفايبر تتراوح سرعة نقل الداتا فيها من 10Gbps إلى 400Gbps وذلك يعتمد على نوع جهاز الإرسال والاستقبال.

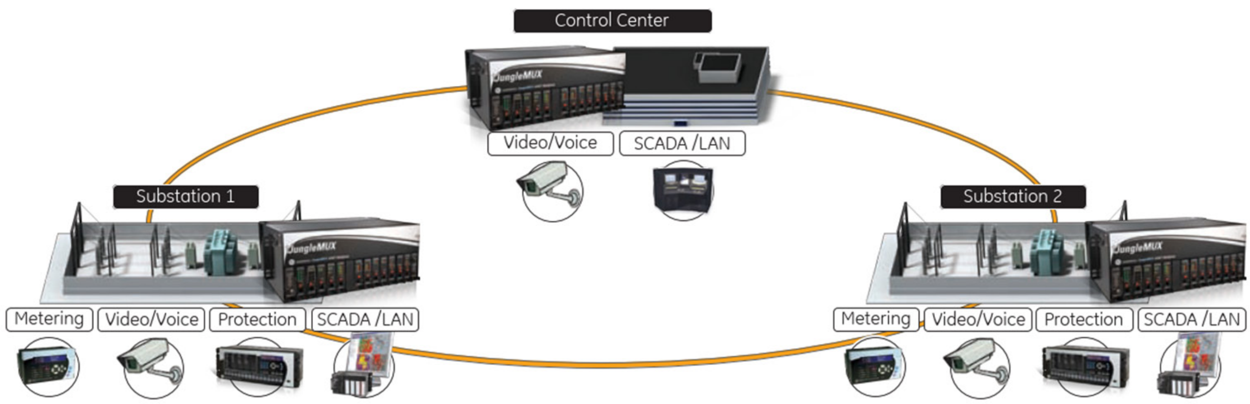
Standard (Name)	Maximum bandwidth	Maximum distance	Maximum data rate	Notes
Level 1 (CAT 1)	0.4MHz		1Mbps	Unsuitable for modern systems
Level 2 (CAT 2)	4MHz		4Mbps	Unsuitable for modern systems
Category 3	10MHz		10Mbps	Basic voice, 10BASE-T Ethernet
Category 4	20MHz		16Mbps	Not commonly used
Category 5	100MHz	100 metres	100Mbps	Not commonly used
Category 5e (Class D)	100MHz	100 metres	1Gbps	Still commonly used for residential applications and every day use
Category 6 (Class E)	250MHz	100 metres (55 metres)	1Gbps 10Gbps (limited distance)	Used in new buildings
Cateogy 6A (Class Ea)	500MHz	100 metres	10Gbps	Data centres and commercial
CAT7 (Class F)	600MHz		10Gbps	Fully shielded components. Non modular connectors
CAT7a	1000MHz		10Gbps	Fully shielded solution.
CAT8	1600-2000MHz		40Gbps	In development

نحن هنا نفترض أن Interface unit سرعتها مناسبة ونريد الحصول على كيبل مناسب لها , أما إذا كانت ال Interface unit هي نفسها بطيئة فالمصيبة أعظم ...

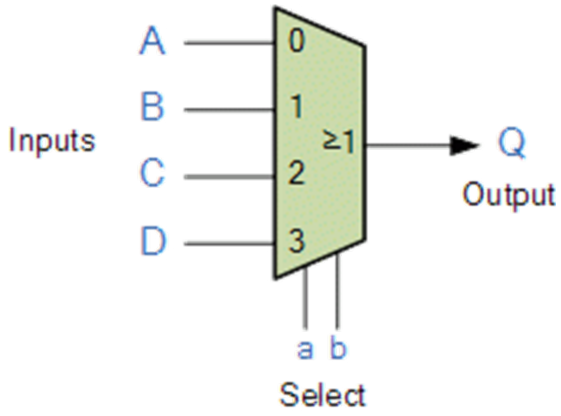
لأنها لو لم تستطيع معالجة الداتا والتي تأت بسرعة في طوابير متتالية فسوف يحدث Traffic للData وهذا يؤدي ذلك إلى سخونة الجهاز وربما احتراقه.

الآن دعونا نعود مرة أخرى إلى الموضوع الأصلي حيث قلنا أن ال interface adapter ندخل إليه Fiber optic cable قادم من ال Differential relay ومن ثم نخرج منه Ethernet cable .

من ثم نجمع كل Ethernet cables الخارجة من كل interface adapters في المحطة ومن ثم ندخلهم الى PCM multiplexer ، وقلنا من قبل أن PCM هو اختصار لPulse Code Modulation ، وعادة ما يكون هذا ال Interface unit بالقرب من multiplexer أو في نفس الغرفة حيث يشترط حسب المانيوال أن لا تزيد المسافة عن 10 متر ، و معروف أن Ethernet cable يستخدم في المسافات الصغيرة التي لا تزيد عن 90 متر فقط لذا يفضل استخدامه في Local area network .

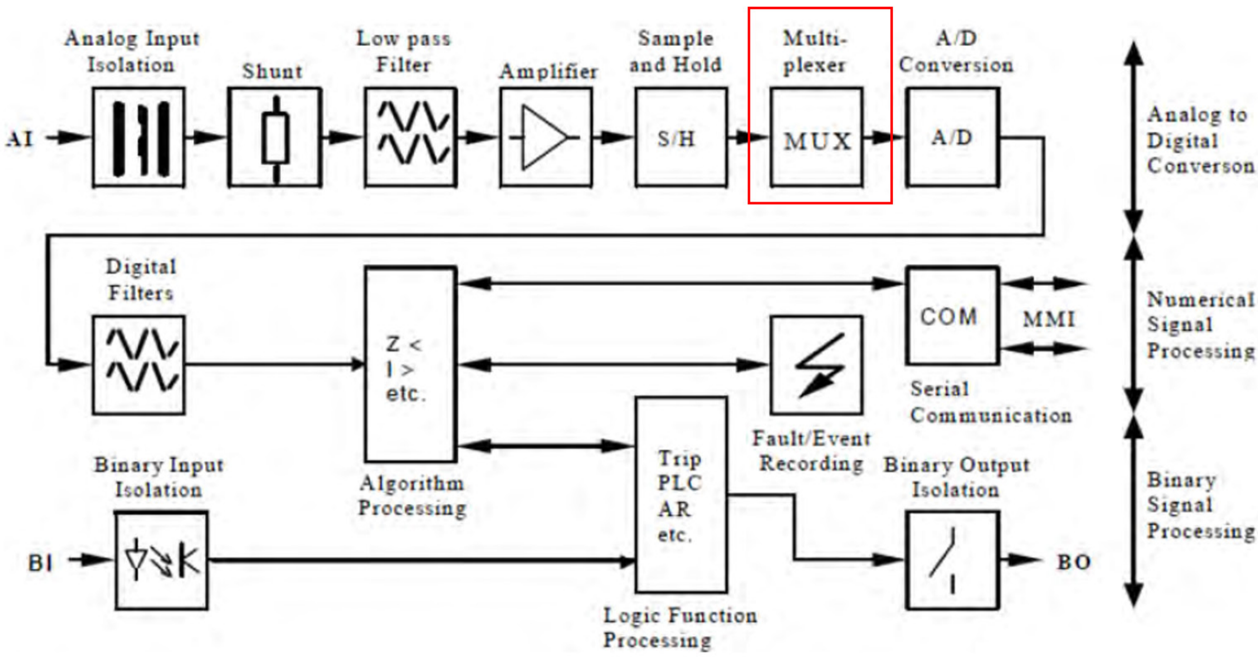


والـ multiplexer هو عبارة عن جهاز ندخل إليه مجموعة من الإشارات سواء كانت Analog أو Digital وتخرج منه إشارة واحدة فقط , وبالتالي فهو عبارة عن multiple-input و single-output .



فكرة الـmultiplexer موجودة أيضا داخل الـProtection relay , حيث تقوم الـNumerical relays بتحويل Analog signal للـ الجهد والتيار القادمة من الـCT,VT الى Digital number .

فتقوم بإدخال جميع إشارات الجهد والتيار الستة إلى الـmultiplexer لتخرج تباعا من مخرج واحد وبالتالي يمكن أن نستخدم A/D واحد بدلا من ستة كما هو ظاهر في الشكل .



الآن دعونا نعود إلى PCM multiplexer المستخدم لنقل المعلومات بين المحطات ، هذا multiplexer يدخل له Ethernet cable أما Protection Relay فيخرج منه Fiber optic cable لذا نستخدم Communication Interface unit للتوفيق بينهما .

وبالتالي فإننا ندخل جميع ال Ethernet cables القادمة من أكثر من Communication Interface unit في المحطة إلى ال multiplexer ونخرج من ال multiplexer فقط Fiber optic cable واحد يمثل كل معلومات المحطة في ءان واحد ، وبالتالي أصبح بالإمكان استخدام أو نقل FO واحد لكل المحطة بدلا من نقل FO لكل ريليه على حدى .
ونقوم بنقل هذا الFO والذي هو من نوع Single-mode fibers كما قلنا من خلال OPGW الموجود أعلى البرج.

يمكن للمستخدم الوصول الى Digital communication network او قد تسمى ب Transmission Network الخاصة به بواسطة ال multiplexers التي تتعامل ب interface standards أما باستخدام البروتوكول G.703 أو X.21 أو V.35 .

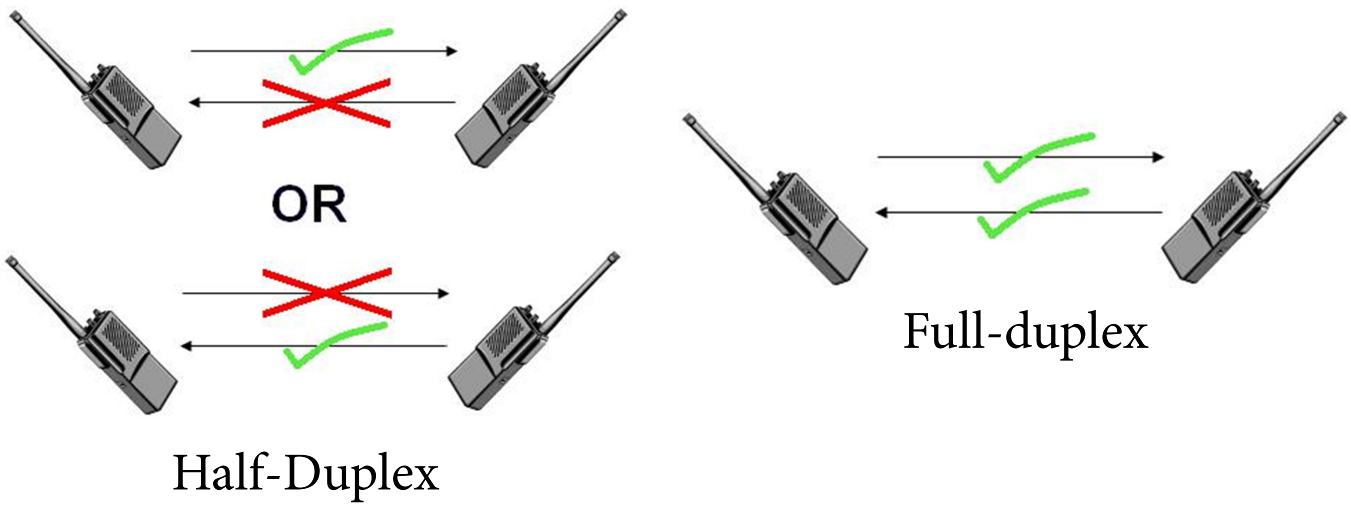
فعندما يصل الFO الى الطرف الأخر ندخله الى Demultiplexer الذي يقوم بعملية عكسية أي Single-input وMultiple-output , بمعنى أننا ندخل عليه FO واحد ونخرج منه عدة Ethernet cable .

و كذلك الحال هذا ال Ethernet cable ندخله الى Communication Interface unit فيقوم بالتحويل من electrical الى optical signal ، أي ندخل عليه Ethernet cable ومن ثم نخرج منه FO cable ونأخذ هذا الFO ونوصله بالRelay .

يعني أي شيء نعمله عند الTransmitter بنعمل عكسه عند Receiver , إذا عملنا Modulation بنعمل عند الطرف الثاني Demodulation وإذا عملنا Coded بنعمل عند الطرف الثاني Decoded وإذا علمنا multiplexing بنعمل عند الطرف الثاني Demultiplexing .

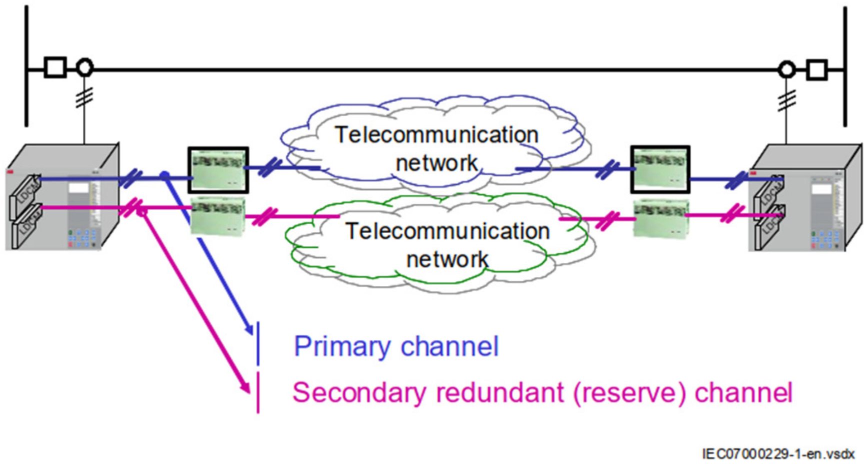
لاحظ معي أن جهاز Communication Interface unit نفسه يقوم بالتحويل من optical ك TX إلى electrical وفي نفس الوقت يقوم بالتحويل من electrical إلى optical كRX ، وهذا يعني أن المعلومات رايحة وراجعة من خلال نفس التوصيلات ونفس الأجهزة على كلا الطرفين .

ف Ethernet cable التي تنقل المعلومات في اتجاه واحد فقط تسمى Half-Duplex ، أما إذا كانت المعلومات تنتقل في اتجاهين فتسمى Full-Duplex ، ويمكن تحقيق ال Full-Duplex من خلال وجود two pairs of wires للسماح للبيانات للانتقال من الجهتين في نفس الوقت .



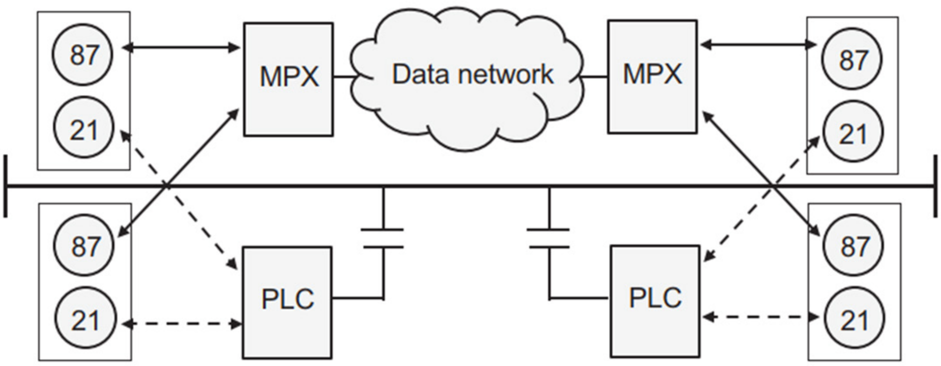
ولمن أراد المزيد والدخول بعمق أكبر فليقرأ IEEE Standard C37.94 والذي نشر في 2002 والتي تتكلم عن **optical interfaces between relays and multiplexers** .

في بعض المحطات يتم استخدام Two communication channel وكل قناة لها طريقة نقل معلومات مختلفة ، بحيث يكون لدي networks Redundancy in Communications ، ومفهوم ال Redundancy عادة ما يفهم بشكل خاطئ فليس المقصود به ال Backup بحيث يمكن استخدام أحدهما دون الآخر !



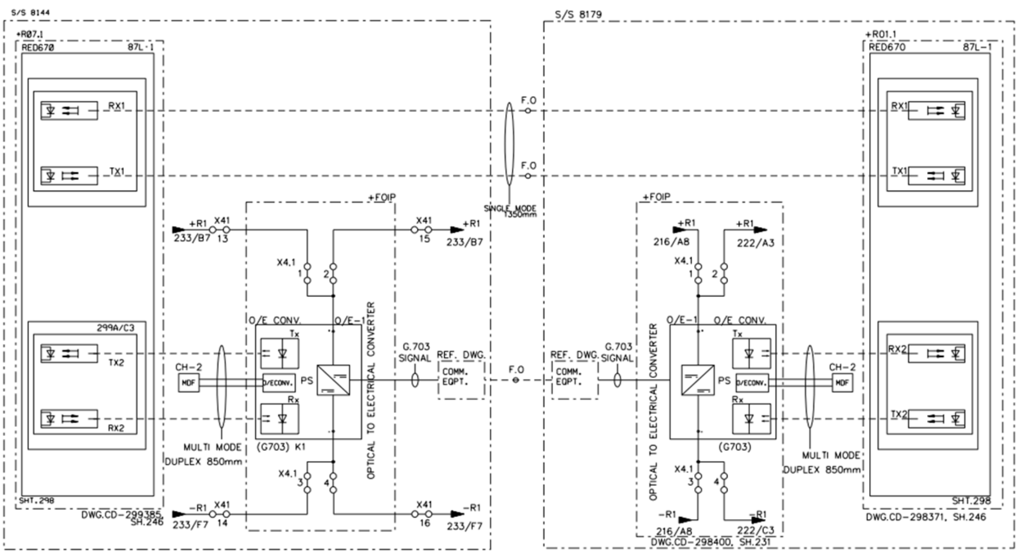
وإنما المقصود به أن ال Two communication channelيعملان في ان واحد فإذا سقطت أحد الchannels فإن الأخرى تبقى تقوم بعملها على أكمل وجه .

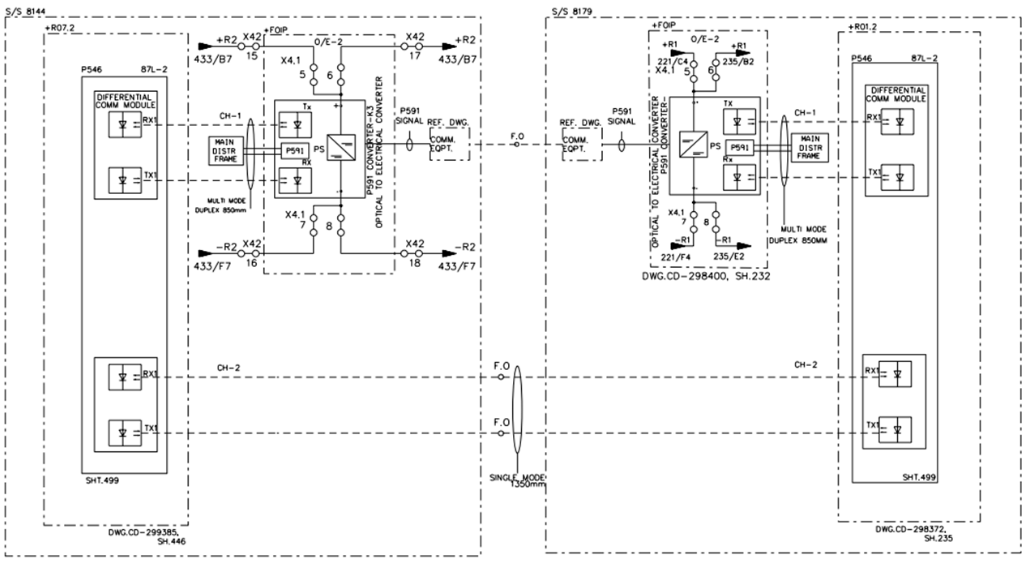
ففي المحطات القديمة يتم استخدام طريقتي PLC و interface units ، أما المحطات الحديثة فيستخدم طريقتي Direct fiber optic communication و interface units .



قد يكون حسب متطلبات شركة الكهرباء أنه إذا كنا نستخدم two main protection relay فإننا نستخدم CH-1 في Main-1 ك Direct fiber optic communication بينما نستخدم CH-2 في Main-1 فيكون ال communication من خلال interface units .

أما CH-1 في Main-2 فيكون ال communication فيه من خلال interface units بينما نستخدم Direct fiber optic communication من خلال CH-2 في Main-2 ، بمعنى أن ال Direct fiber optic communication يتم استخدامها في CH-1 في Main-1 و CH-2 في Main-2 كما هو ظاهر في الصور.





ونريد التنويه : أن جميع المعلومات التي يتم نقلها بChannel-1 هي نفس المعلومات التي يتم نقلها بChannel-2 .

وحتى نكون أكثر دقة , قلنا أن جميع المعلومات متوفرة في كلا two channels , ولكن هذا لا يعني أن الريليه سوف يستقبل نفس المعلومة من مكانين في نفس الوقت ، حيث استقبال نفس المعلومات من two channel في ءان واحد قد تسبب له conflict أي تعارض أو تضارب بين المعلومات.
وبالتالي يجب عليك عمل مرجعية في حال حدث أي تعارض لفك هذه النزعات , فاذا خرج ثلاثة في سفر فليؤمروا أحدهم .

لذا يجب عليك أن تحدد للريلية أي هذه ال channels لها أولوية أو مرجعية للحصول على المعلومات منها والتي لها هذه الأولية هي التي نسميها بMaster والتي تعنى "السيد" والأخرى تسمى بالSlave والتي تعنى "العبد" .

وبالتالي ظهر لدينا الآن مفهوم جديد وهو Communication fail والمقصود ب الCommunication fail لدى ال Protection engineer هو حدوث Fail ل Channel-1 AND Channel-2 بغض النظر عن أسباب هذا الFail ، أما إذا حدث Fail ل Channel-1 OR Channel-2 فحينها يصبح اسمها Communication alarm ، ونريد التنويه أنه يفضل استخدام الLED لونها أصفر و non-latching ، أصفر لأنها ليس حالة عطل ، و non-latching بمعنى أن تبقى مع بقاء المشكلة وتزول مع زوالها ولا تحتاج لعمل Reset للLED.

إذا حدث Communication fail فإن الريليه سوف يقرأ الlocal current ولن يكون قادر على قراءة تيار الطرف الآخر ، وهذا يعني أنه قيمة الDifferential current سوف تزداد ويصدر الريليه إشارة فصل خاطئة إلى الCB ، نحن نطلق على الTrip signal أنها خاطئة إذا صدرت **بدون وجود عطل حقيقي أو أن أصدر إشارة عطل على الUnit الغير المطلوب مني حمايتها .**

فحدوث Communication fail فإنه لا يمثل حالة عطل حقيقة فلا داع للفصل في هذه الحالة, **إذن ما الحل مع ارتفاع قيمة الDifferential current ؟**

الحل هو أن نجعل ال Communication fail تكبح جماح Differential protection من خلال عمل Block له ، لذا يجب أن نتأكد أثناء الاختبار أن Communication fail يجب أن تعمل Diff Block وهنا نقول Communication fail وليس Communication alarm.

ويتم ذلك من خلال حقن تيارات على كلا الطرفين تجعل الDiff protection في وضع Stable و يحاكي حالة load current أي لا يوجد عطل ، ومن ثم نأت خلف الريليه ونزيل الFO cable من Channel-1 ونتأكد أن الريليه بقي Stable ، ولم يصدر أي Trip signal وظهر عليه فقط إشارة Communication alarm ، ومن ثم نرجع FO cable لل Channel-1 إلى مكانها وننتظر زوال ال Communication alarm الظاهرة على Relay LED ، و هذا يعني أن الCommunication رجعت Healthy على الريليه .

ومن ثم نزيل Channel-2 ونتأكد أن الريليه بقي Stable ولم يصدر أي Trip signal وظهرت إشارة Communication alarm مرة أخرى ، ومن ثم نقوم نقوم بإزالة Channel-1 و Channel-2 ونتأكد من ظهور إشارة Diff block على Relay LED .

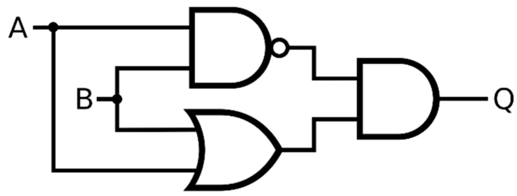
بعد ظهور إشارة الDiff block نقوم بعمل محاكاة لحالة عطل ، أي نرفع قيمة الDiff current ، ومن ثم نتأكد من أن الRelay لن يصدر إشارة Trip signal حتى بعد إنشاء حالة عطل ، وذلك بسبب ظهور الDiff block التي ظهرت بسبب أن Channel-1 و2 أصبحت في حالة Fail .

وهنا قد يسأل سائل "في حال إزالة الFO cable من CH-1 وCH-2 وجعل ال Diff block هل ستظهر أشارة Communication alarm؟

الآن ظهور الDiff block هو دليل كافي على أن كلا ال Channels في حالة Fail فلا داعي لظهور Communication alarm ، وكيف نجعل ال Communication alarm لا تظهر وهي تستخدم OR gate , لذا يفضل استخدام XOR gate بدلا من الOR gate في الRelay configuration , بحيث لا تظهر إشارة ال Communication alarm إلا إذا كان أحد ال Channel Fail وليس كلاهما.

Input		Output
A	B	A XOR B
0	0	0
0	1	1
1	0	1
1	1	0

فإذا لم تكن ال XOR gat متوفرة فيمكن محاكاتها من خلال هذا الlogic بين OR وAND gate .



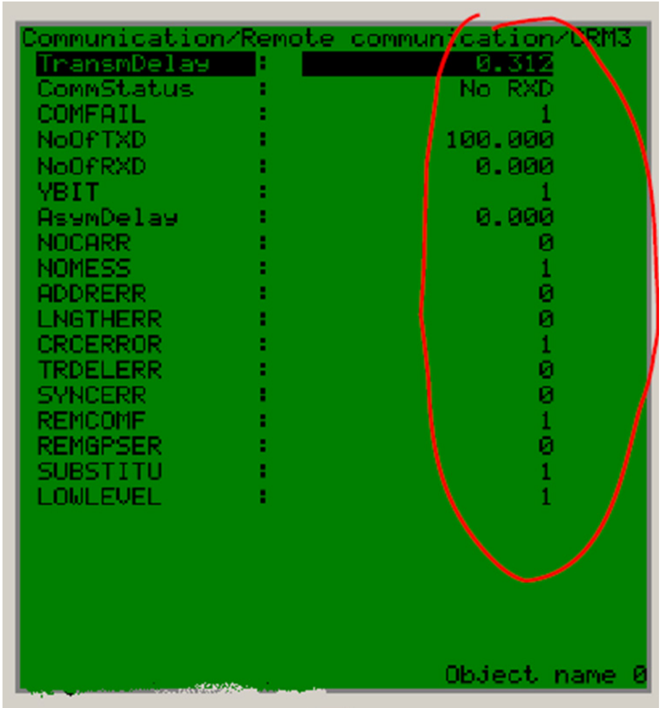
$$Q=(A+B)\cdot(\bar{A}+\bar{B})$$

ويمكن الخروج من هذا الLogic كله إذا قمت بوضع LED خاصة بChannel-1 fail وLED خاصة ب Channel-2 fail ، وهذه الحالة تحتاج إلى توفر عدد من LED's على الRelay .

ويجب أن نتأكد أيضا أنه أثناء حقن تيارات تجعل الDiff protection في وضع Stable أنه لو قمنا بإخراج الRelay من الخدمة خلال فتح قاطع DC supply ومن ثم إغلاقه لن يصدر إشارة Diff trip ويبقى مستقر ، هذا في حالة افتراض أن بطاريات الDC فرغت تماما .

حدث في أحد المرات أن أصدر الProtection relay إشارة أن هناك Communication alarm ، وهذا يعني أن احد Channels فيها مشكلة .

وأسباب حدوث Communication fail لأحد ال Channels أولها هو عدم توافق في ال communication setting أو عدم توافق الphysical connection للFO cable بين كلا الRelays على كل طرف.



Main menu/Test/Function status/Communication/Remote communication/LDCMx

COMFAIL : Detected error in the differential communication

YBIT : Detected error in remote end with incoming message

NOCARR : No carrier is detected in the incoming message

NOMESS : No start and stop flags identified for the incoming message

ADDRERR :Incoming message from a wrong terminal

LNGTHERR : Wrong length of the incoming message

CRCERROR : Identified error by CRC check in incoming message

TRDELERR : Transmission time is longer than permitted

SYNCERR : Indicates when echo synchronization is used

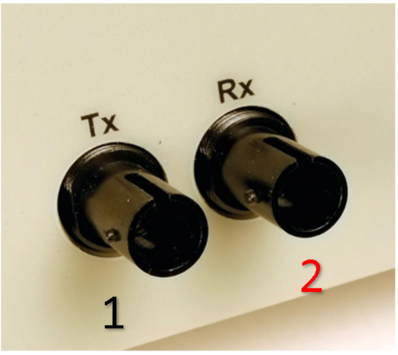
REMCOMF :Remote terminal indicates problem with received message

REMGPSER : Remote terminal indicates problem with GPS synchronization SUBSTITU Link error, values are substituted

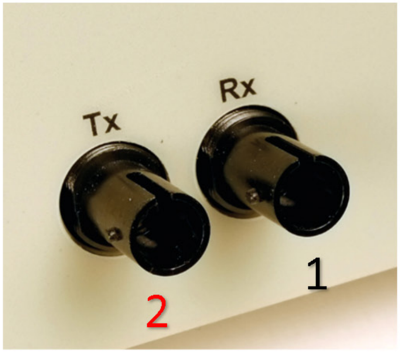
LOWLEVEL : Low signal level on the receive link

كما هو معلوم فإن كل Channel لها TX وRX وبالتالي لدينا TXو RX لـChannel-1 ولدينا أيضا TX وRX لـChannel-2 ، فإذا افترضنا أن TX في Channel-1 رقمها 1 في ال Local Relay communication setting وRX في Channel-1 رقمها 2 ، فإنه يلزم أن يكون الcommunication setting في Remote relay هو عكسه بمعنى أن يكون TX في Channel-1 هو 2 وRX في Channel-1 هو 1 .

وبعض الRelay تفترض أن TX في Channel-1 رقمها 1 في الLocal Relay communication setting وRX في Channel-1 رقمها 3 ، بينما TX في Channel-1 رقمها 4 في الRemote Relay communication setting وRX في Channel-1 رقمها 2 ، وكأنها تربط الفردي مع الفردي والزوجي مع الزوجي .

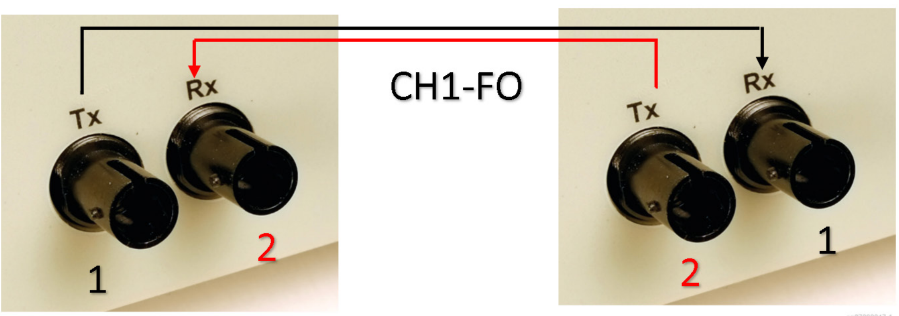


Local Relay Comm CH1



Remote Relay Comm CH1

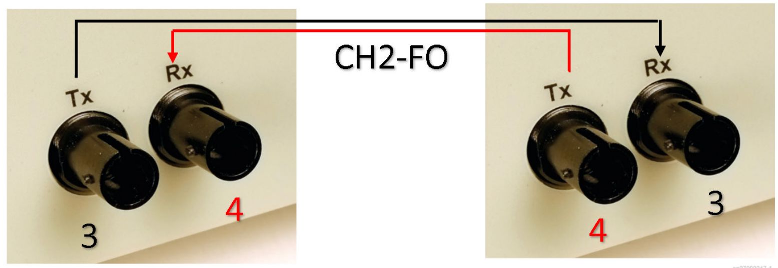
فالTX-1 في local relay يجب أن تتصل فيزيائيا مع RX-1 في remote relay وكذلك الحال فإنRX-2 في local relay يجب أن يتصل أيضا مع TX-2 في remote relay ، ونكرر نفس الكلام لـChannel-2 مع وجوب تغيير أرقام القناة على Setting بـ3 و 4 .



Local Relay Comm CH1 **Remote** Relay Comm CH1

LDCMAnalog1_312	
NAMECH1	LDCM312-CH1
NAMECH2	LDCM312-CH2
NAMECH3	LDCM312-CH3
NAMECH4	LDCM312-CH4
ChannelMode	On
TerminalNo	1
RemoteTermNo	2

LDCMAnalog1_312	
NAMECH1	LDCM312-CH1
NAMECH2	LDCM312-CH2
NAMECH3	LDCM312-CH3
NAMECH4	LDCM312-CH4
ChannelMode	On
TerminalNo	2
RemoteTermNo	1



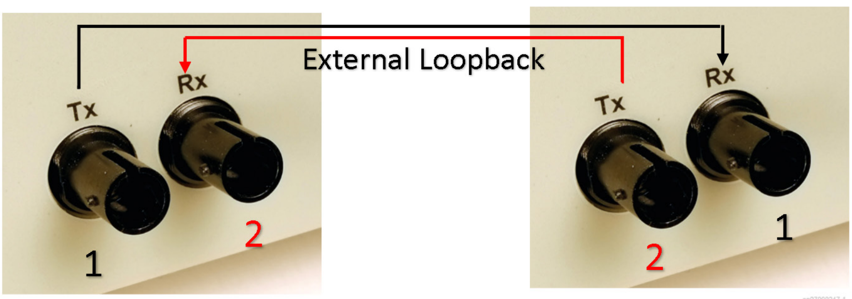
Local Relay Comm CH2 | **Remote** Relay Comm CH2

LDCMAnalog2_313		
NAMECH1		LDCM313-CH1
NAMECH2		LDCM313-CH2
NAMECH3		LDCM313-CH3
NAMECH4		LDCM313-CH4
ChannelMode		On
TerminalNo		3
RemoteTermNo		4

LDCMAnalog2_313		
NAMECH1		LDCM313-CH1
NAMECH2		LDCM313-CH2
NAMECH3		LDCM313-CH3
NAMECH4		LDCM313-CH4
ChannelMode		On
TerminalNo		4
RemoteTermNo		3

وبالتالي يجب أن يكون هناك توافق بين setting relay والتوصيل الفيزيائي للFO cable على كل Channels، فإذا كانت الsetting صحيحة والتوصيل أيضا صحيح وما زالت هناك إشارة Communication fail, فننتقل للخطوة رقم 2 هو التأكد أن ال relay communication board نفسه يعمل ولا يوجد عليه مشاكل .

ويتم ذلك من خلال عمل ما يسمى بTest loopback method , حيث نقوم بعمل jumper من خلال FO cable بين TX وRX لكل من Channel-1 و Channel-2 ، بحيث نقوم بتوصيل TX من channel-1 الى RX في channel-2 , وكذلك الحال نقوم بتوصيل RX من channel-1 الى TX في channel-2 .
وللتمييز أي port هو TX أو RX , فالTX port هي الport التي يخرج منها شعاع ليزر صادر من الريليه نفسه , بينما لا يوجد هذا الشعاع في RX port .



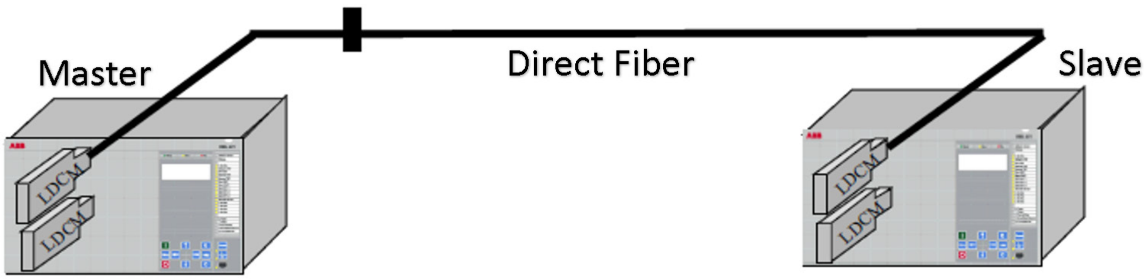
Local Relay Comm CH1 | **Local** Relay Comm CH2

LDCMAnalog1_312		
NAMECH1		LDCM312-CH1
NAMECH2		LDCM312-CH2
NAMECH3		LDCM312-CH3
NAMECH4		LDCM312-CH4
ChannelMode		On
TerminalNo		1
RemoteTermNo		2

LDCMAnalog2_313		
NAMECH1		LDCM313-CH1
NAMECH2		LDCM313-CH2
NAMECH3		LDCM313-CH3
NAMECH4		LDCM313-CH4
ChannelMode		On
TerminalNo		2
RemoteTermNo		1

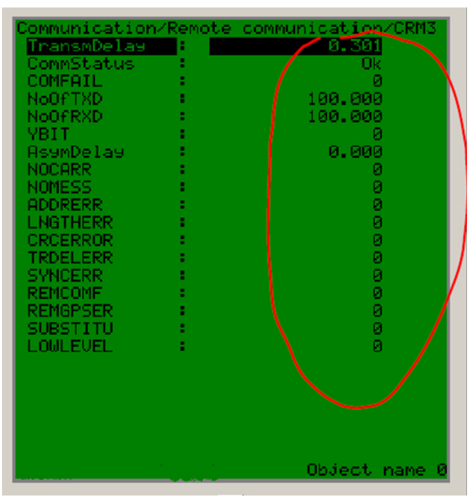
أو يمكن أيضا عمل test loopback بين two relays في نفس المحطة , بحيث نفترض وكأن أحد الRelays هو Local والآخر هو Remote ، وفي هذه الحالة تتأكد من communication board للtwo relays في آن واحد .

ولكن لا تنسى أن تتأكد من أن Relay communication setting للأول Master,1,2, ON وللريليه الثاني Slave,2,1,ON ، لأنه إذا كان التوصيل بdirect fiber يجب أن يكون أحدهما Master والأخر Slave ، أما إذا التوصيل يتم من خلال modem و multiplexer فيجب أن يكون كلا الريليهين على وضع Slave .
وطريقة توصيل FO cable خارجي بهذا الشكل تسمى بExternal loopback .



LDCMAnalog1_312		
NAMECH1		LDCM312-CH1
NAMECH2		LDCM312-CH2
NAMECH3		LDCM312-CH3
NAMECH4		LDCM312-CH4
ChannelMode		On
TerminalNo		1
RemoteTermNo		2
DiffSync		Echo
GPSSyncErr		Block
CommSync		Master

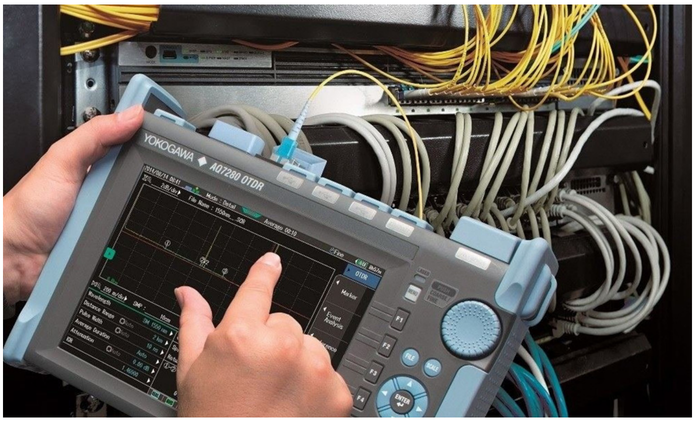
LDCMAnalog2_313		
NAMECH1		LDCM313-CH1
NAMECH2		LDCM313-CH2
NAMECH3		LDCM313-CH3
NAMECH4		LDCM313-CH4
ChannelMode		On
TerminalNo		2
RemoteTermNo		1
DiffSync		Echo
GPSSyncErr		Block
CommSync		Slave



فإذا ذهبت إشارة الCommunication fail وكان الإرسال والاستقبال 100% وتحولت إشارة الCOMFAIL من 1 الى 0 ، فهذا يعني أنه لا يوجد مشكلة في relay communication board .

فننتقل للخطوة رقم 3 وهو التأكد أنه لا يوجد مشكلة في FO cable الخارج من الrelay والداخل إلى interface unit ، ويتم ذلك من خلال إرسال إشارة ليزر من طرف واستقبالها في الطرف الآخر من خلال جهاز ليزر عادي .

ويمكن استخدام جهاز OTDR إذا أردت قياس الأداء الفعلي للFO cable كسرعة الإشارة وطول الكيبل وقيمة dB وغيرها .

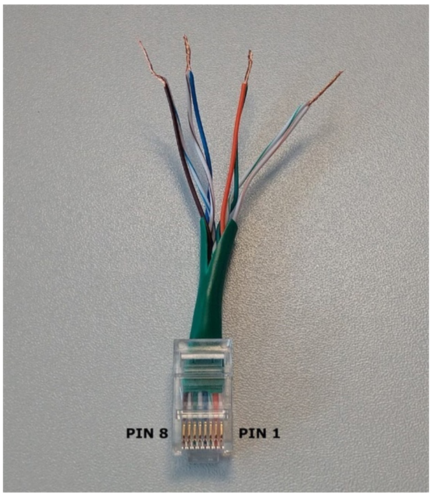


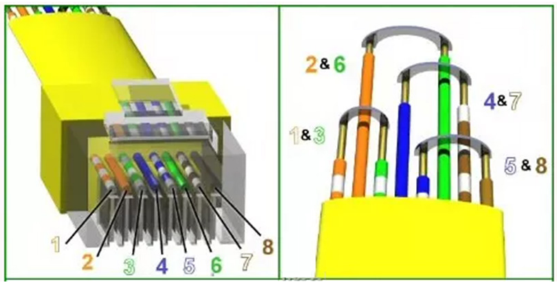
optical time-domain reflectometer (OTDR)

فإذا كان الFO cable سليم فننتقل إلى الخطوة رقم 4 فنتأكد من أن الInterface unit نفسها تعمل بشكل صحيح ، ويتم ذلك من خلال عمل loopback بعد ال Interface unit, حيث قلنا أن Interface unit تقوم بالتحويل من optical إلى electrical وفي نفس الوقت من electrical إلى optical .

وبما أننا قادمين من جهة الprotection relay فدعونا نفترض أن الداخل إلى Interface unit هو FO cable والخارج هو Ethernet cable .

ونقوم بعمل loopback جهة ال Ethernet cable بنفس الفكرة السابقة من خلال توصيل أسلاك الTX مع RX من خلال عملها في الموقع أو يمكنك شراء قطعة loopback جاهزة , ومن ثم نتأكد هل زالت الإشارة الCommunication alarm ؟





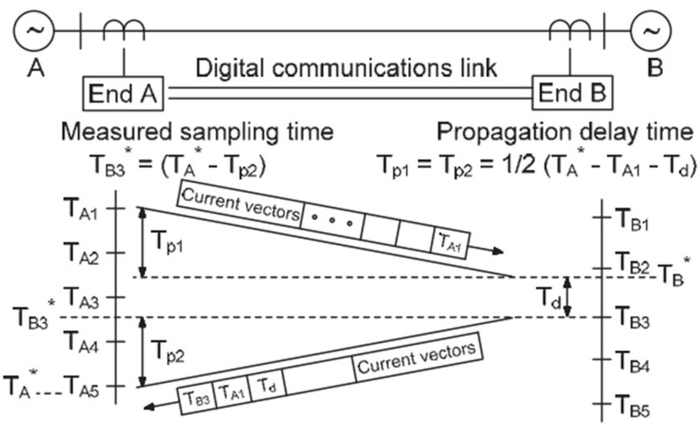


فإذا زالت الإشارة فهذا يعني أن المشكلة ليست بال Interface unit ، ولكن إذا بقيت ال Communication alarm بعد عمل Loopback بشكل صحيح فهذا يعني أن المشكلة في الInterface unit ، يعني ما تعمل توصيلات Loopback خاطئة وتبني عليه قرارات ، فما بنى على باطل فهو باطل.

ونبقى مستمرين في البحث خطوة خطوة على كلا الطرفين حتى نجد سبب المشكلة !

في بعض الأحيان يجد المهندسون أن الإشارة نفسها تصل ضعيفة للطرف الآخر بسبب طول المسافة بين كلا الطرفين local وremote relay .

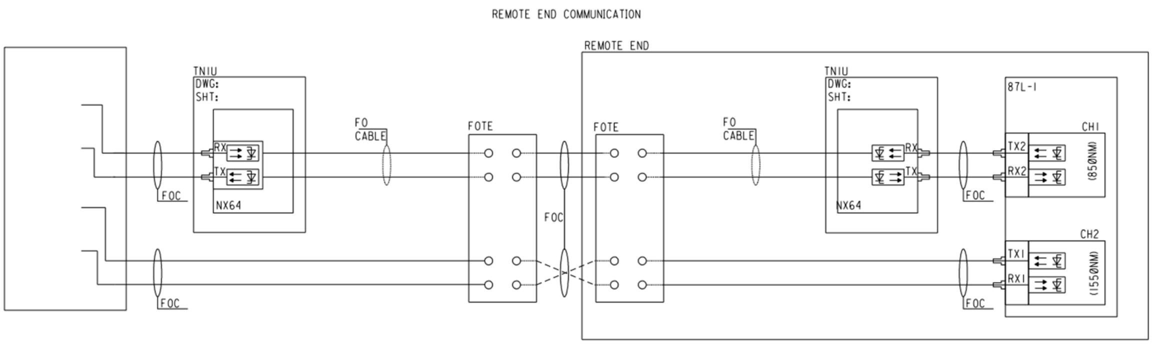
فإذا كانت الإشارة ضعيفة فنقوم بتركيب جهاز يعمل إعادة ارسال للإرشارة على ال Channels نفسها واسمه Repeater unit ، وهو جهاز صغير يوضع بين الProtection relay Channels والFO cables.



T_{A1} T_{A2} - sampling instants of relay A
T_{B1} T_{B2} - sampling instants of relay B
T_{p1} - propagation delay time from relay A to B
T_{p2} - propagation delay time from relay B to A
T_d - time between the arrival of message T_{A1} at relay B and despatch of message T_{B3}
T_A^* - arrival time of message T_{B3} at relay A
T_B^* - arrival time of message T_{A1} at relay B
T_{B3}^* - the measured sampling time of T_{B3} by relay A

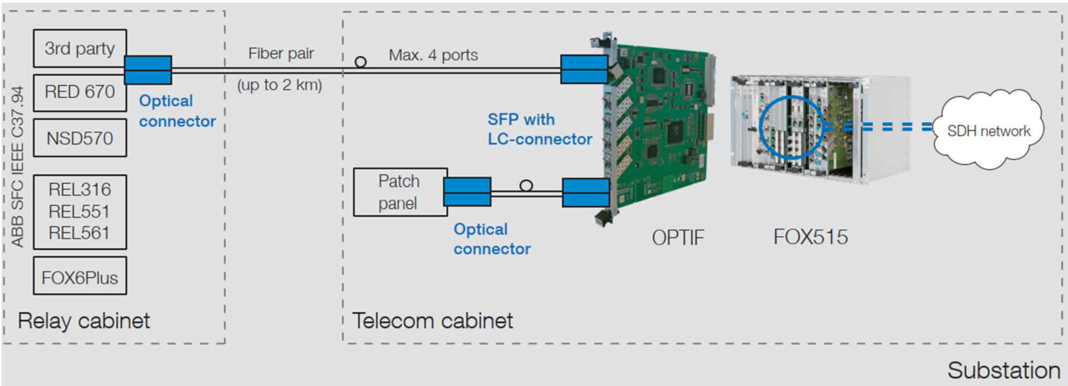
في كثير من الأحيان كانت المشكلة من Interface unit وأنها لا تعمل بشكل صحيح , فأصبحت هذه ال converter نقطة ضعف في التوصيلات بين الprotection relay ، لو كان لدي Two lines وكل line لديه two main protection panels فسوف يكون عدد ال Line Protection Relays هو أربعة , وكل ريليه يوجد فيه two channel وحدة Direct والأخرى من خلال Interface unit وبالتالي فإن عدد الInterface unit في المحطة كلها سوف يكون أربعة أيضا وبنفس الطريقة سوف يكون هناك أربعة Interface unit تقابلها في Remote end substation .

فبدأ البحث في كيفية التخلص منها في المحطات الحديثة فقامت شركة GE بإصدار جهاز TN1U وهو عبارة عن Multiplexer حيث نقوم بالتوصيل بينه وبين الProtection Relays مباشرة بدون أي حائل بينهما .

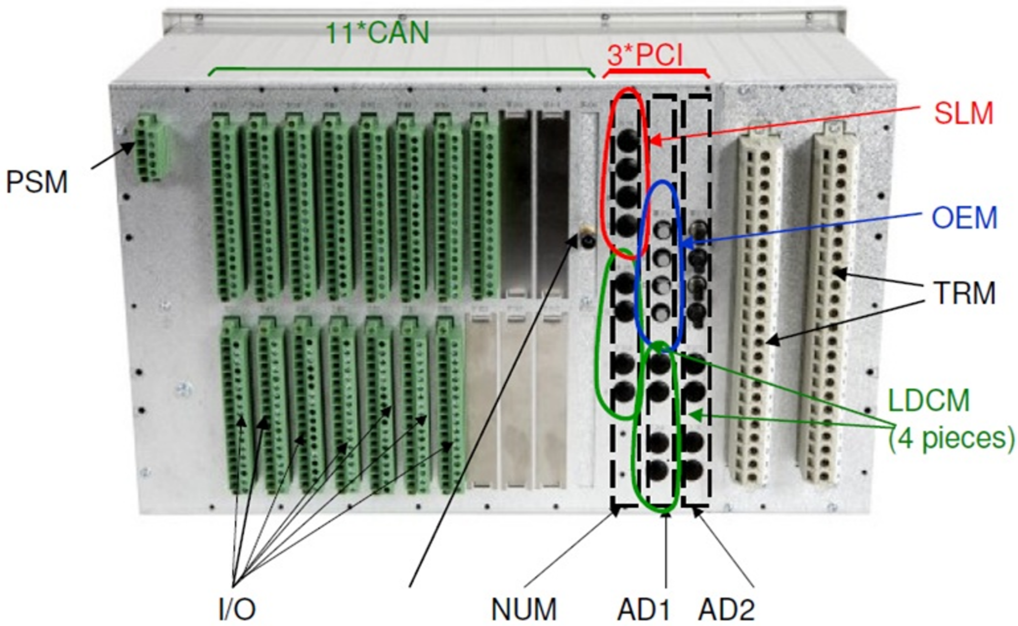




أما ال FOX-515 القديمة والخاصة بABB فنحتاج إلى التوصيل إليها من خلال ال Interface unit ، ومؤخرا قامت ABB أيضا بإضافة OPTIF card ، OPtical Teleprotection InterFace وفيه 4 optical ports بالإضافة إلى 1 Ethernet port للتخلص من جميع ال Interface unit .



لو عدنا إلى Advance Line Diff Relay ونظرنا إلى أي من الخلف سوف نجد أنه يوجد لديه 4 Channels اثنين منهم للCommunication بين الRelays في local وRemote end substation وهي الWAN network والتي شرحنا عنهم اناء ويكون لهم Card مستقلة والتي تسمى LDCM .



PSM : Power supply module

SLM : Serial communication module.

OEM : Optical ethernet module

TRM : transformer input module

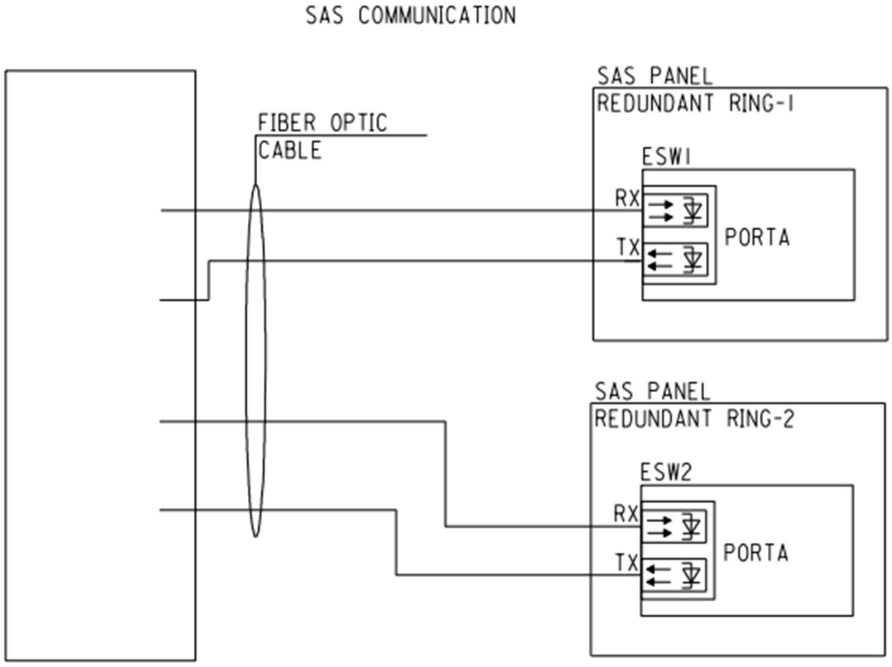
GCM : Communication interface module with carrier of GPS receiver module

LDCM : Line data communication module

AD : Analog digital conversion module

NUM : Numeric processing module

أما الChannel الثالثة والرابعة فهي Optical ethernet module و يكون لها Card مستقلة وهو للتواصل بين الRelay والSCADA أو الSAS System في Local Substation وهي الLAN network .



Transformer Protection Scheme

ناقشنا سابقا تفاصيل ال LINE PROTECTION SCHEME ، و ذكرنا طرق نقل الإشارة من طرف إلى آخر في الخطوط القصيرة والطويلة ، وفي هذا الجزء من الكتاب سوف نبدأ بشرح TR PROTECTION SCHEME فكونوا معنا ...



كلما زادت أهمية العنصر في منظومة القوى الكهربية زاد الاهتمام بحمايته من تأثير الأعطال التي يمكن أن يتعرض لها ، فالمولد مثلا هو أكثر عناصر المنظومة حماية فربما يصل عدد أجهزة الحماية الخاص به إلى أكثر من 20 نوعا من أنواع الحمايات ، ويلي المولدات - في الأهمية - المحولات الكهربائية خاصة أن المحولات أكثر انتشارا في الشبكة من المولدات ولذا يجب فهم خصائصها جيدا وفهم الطرق المتنوعة لحمايتها .

وتتفاوت أساليب الحماية المتبعة في المحولات تبعا لمستوى القدرة في كل محول فالمحولات الصغيرة ربما يكتفي فقط باستخدام المصهر (الفيوز Fuse) كحماية رئيسية لها ، بينما تتعدد مستويات الحماية إلى أكثر من خمسة أنواع في المحولات الكبيرة منها الحماية التفاضلية والحماية ضد زيادة التيار O/C والحماية ضد التسرب الأرضي E/F وغيرها .

و يمكن تلخيص أنواع أجهزة الحماية اللازم تركيبها على المحول على حسب قدرة المحول وبشكل عام كالآتي:

1) محولات التوزيع ذات القدرات الصغيرة أقل من 500 ك.ف.أ.:

- مصهرات (فيوزات Fuses) ذات سعة قطع كبيرة للحماية من حالات القصر مع الأرض High rupture capacity fuses.
- لا يحتاج الأمر لإضافة حماية ضد زيادة الحمل.

2) محولات التوزيع ذات القدرات المتوسطة تبلغ 500 ك.ف.أ.

- حماية ضد زيادة التيار Over current protection.
- حماية ضد التسرب الأرضي Earth fault protection

3) محولات التوزيع المركبة في أماكن هامة ذات قدرة تزيد على 500 ك.ف.أ.

- حماية ضد التسرب الأرضي المقيدة Restricted earth fault protection.
- حماية ضد زيادة التيارOver current protection
- حماية غازية (بوخولز) Buchholz relay.

4) المحولات ذات القدرة 5م.ف.أ. فأكثر

- حماية تفاضلية Differential protection.
- حماية ضد التسرب الأرضي المقيدة Restricted earth fault protection.
- حماية ضد زيادة التيار Over current protection
- حماية ضد زيادة الفيض Over flux protection.
- حماية ضد انخفاض وارتفاع الجهد والتردد.
- حماية غازية (بوخولز)Buchholz relay
- حماية ضد زيادة الحرارة والضغط داخل المحول

على الرغم من اختفاء الفيوز في تطبيقات الحماية في الجهد المنخفض بسبب العيب الرئيسي الفيوزات وهو الحاجة إلى استبدال الفيوز كلما حدث عطل مما يعني ضياع الكثير من الوقت - فإننا نلاحظ شيوع استخدام الفيوزات مع المحولات الصغيرة لعدة أسباب منها رخص ثمنه مقارنه بال MCCB (MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER), ومنها أيضا أن الاعتمادية بالنسبة للفيوز عالية جدا في اكتشاف القصر ربما بدرجة أعلى من أجهزة الحماية العادية وأخيرا فإننا حتى في حالة استخدام ال MCCB فإننا سنحتاج لبعض الوقت - في حالة فصل محول القدرة - حتى يصل الفنيون المختصون بفحص المحول أولا قبل إعادة توصيله.

يمكن تلخيص الغرض الأساسي من حماية محولات القدرة فيما يلي:

1. حماية المحول من الأعطال الخارجية مثل: حالات القصر المختلفة و ارتفاع الجهد, زيادة الحمل.
2. حماية الشبكة الكهربائية المتصلة بالمحول.
3. حماية الأجزاء المحيطة بالمحول وقت العطل.
4. ملاحظة و مراقبة تشغيل المحولات و ذلك لتقليل المخاطر بقدر الإمكان وقت حدوث العطل.

أما الأعطال في محولات القدرة فهي متنوعة فبعضها نادر مثل Phase To Phase , ومثل الأعطال بين لفات ال Phase الواحد التي تسمى Internal Fault , وهذه النوعية من الأعطال تكون نادرة في المحولات المستخدمة في الجهود المنخفضة , بينما يزداد وجودها في حالة المحولات التي تتصل بخطوط النقل ذات الجهد العالي بسبب تعرض لفات المحول -خاصة النهائية- لل Impulse Voltage ذات القيم العالية جدا مقارنة بال Rated Voltage للمحول .

Electrical Fault Types:

a-Winding Short Circuit

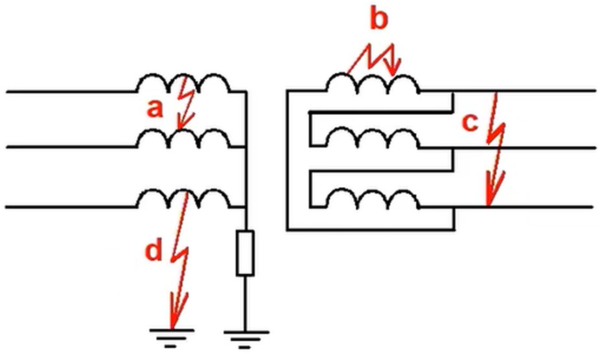
b-Inter-turn faults

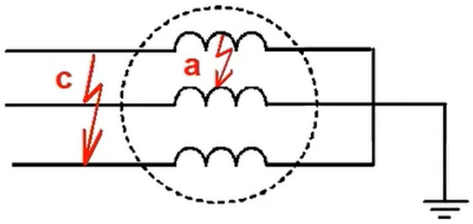
Short Circuits Inside of Winding

c-Short Circuits

Outside of Winding

d-Earth Fault



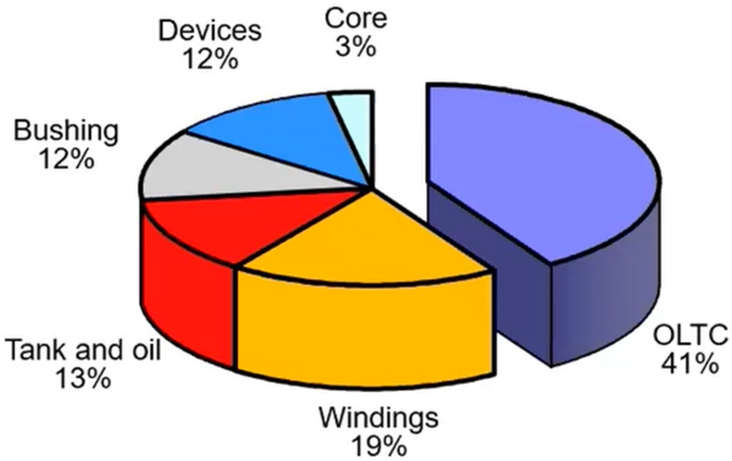


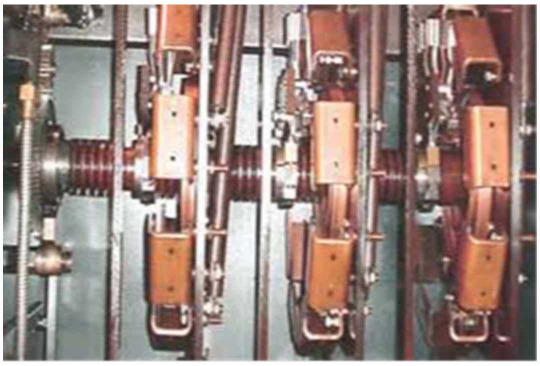
وبعض الأعطال يمكن أن يحدث في القلب الحديدي Core Faults , ذلك نتيجة مرور التيارات الدوامية Eddy Currents العالية التي تسبب سخونة للقلب الحديدي خاصة عند مسامير الربط ولحسن الحظ فمثل هذه الأعطال - خاصة في المحولات الزيتية - تسبب سخونة للزيت وتحلله وهذا ما يسهل اكتشاف هذا العطل من خلال Buchholz Relay .

وهناك أعطال تحدث في المحولات الزيتية خاصة بخزان الزيت Tank Faults حيث يتسرب الزيت من خلال شروخ أو كسور في الجسم ، ويمثل تسرب الزيت علامة خطر كبيرة لهذه المحولات كما هو معروف .

وأخيرا يلزم الإشارة إلى أن أهم ما يؤثر على قيمة تيار العطل في المحولات هو قوة المصدر وطريقة تأريض نقطة التعادل Earthing of the Neutral Point بالإضافة إلى مكان العطل داخل المحول.

المحولات تخضع لعدد من التأثيرات المختلفة اثناء التشغيل ، منها التمدد والتقلص مع ارتفاع درجة الحرارة وانخفاضها ، والاهتزازات Vibration ، وحدوث تسخين في منطقة محددة Local heating بسبب magnetic flux ، أو مرور تيارات العطل الخارجية من خلالها ، بالإضافة الى ارتفاع درجة حرارتها بسبب التحميل الزائد أو عدم كفاية نظام التبريد ، هذه التأثيرات وغيرها قد تكون هي السبب في نشوء بعض أعطال المحولات .

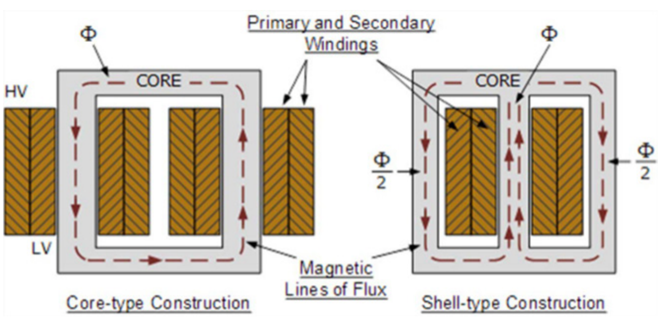




قامت احدى المنظمات العالمية في مجال كهرباء الجهد العالي بعمل إحصائية بينت فيها أن أكثر أعطال المحولات في OLTC وبنسبة 41% ، وذلك بسبب وجود فشل في الأجزاء الميكانيكية المتحركة أثناء تشغيلها أو ارتفاع مقاومة الcontacts أو تلوث الزيت الخاص بها أو حدوث Overheating لها.



ومن ثم تأت في المرتبة الثانية أعطال الWindings بنسبة 19% وقد يكون سبب انهيار عازليتها يعود إلى وجود بعض الرطوبة داخلها أو Overheating أو Vibration أو ارتفاع الفولتيات عليها .



ومن ثم Tank وOil وأقل نسبة أعطال في ال Core أو القلب الحديدي نفسه ..

وهذا ملخص يظهر فيه اختصاص كل حماية حسب نوع العطل الموجود .

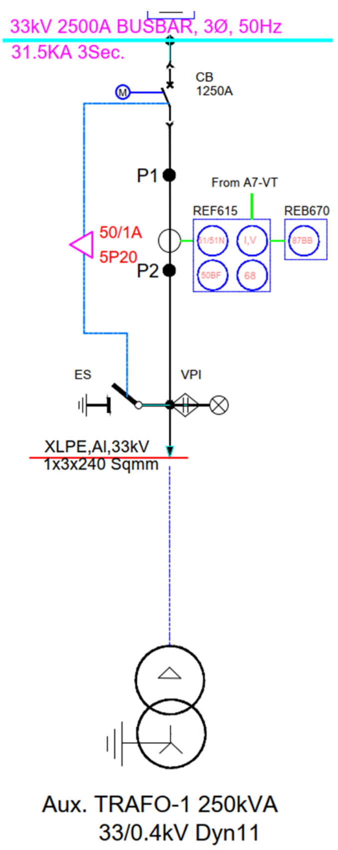
Transformer fault types/protection methods

Fault Type	Protection Used
Primary winding Phase-phase fault	Differential; Overcurrent
Primary winding Phase-earth fault	Differential; Overcurrent
Secondary winding Phase-phase fault	Differential
Secondary winding Phase-earth fault	Differential; Restricted Earth Fault
Interturn Fault	Differential, Buchholz
Core Fault	Differential, Buchholz
Tank Fault	Differential, Buchholz; Tank-Earth
Overfluxing	Overfluxing
Overheating	Thermal

لاحظ معي في هذا Protection logic diagram أن الحمايات الكهربائية الخاصة ب محولات التوزيع هي الOC/EF Protection فقط باستخدام REF615 لشركة ABB أو P142 لشركة GE أو غيره، أما الحمايات الميكانيكية فهي Oil temperature وOil Pressure و Oil Level indictor ، وكلها تقوم بفصل الCB ، وفي نفس الوقت تقوم بتفعيل ال Start للCBF كما هو موضح في هذا الجدول.

Trip configuration for 33 kV Auxiliary Transformer feeder

IED	Protection function		=Aux. TR Feeder CB TC	50BF Start	
REF615	=51	Time delay overcurrent protection	●	●	
	=51N	Time delay earth fault protection	●	●	
	=50BF	Breaker failure protection	●		
REB670	87B	33KV Busbar Protection	●		
Auxiliary Transformer	=26	Oil temperature	●	●	
	=63	Oil Pressure	●	●	
	=99T	OIL LEVEL INDICATOR	●	●	



أما محولات القدرة فالحمايات الكهربائية عليها بالتفصيل تنقسم الى حمايات أساسية خاصة بالأعطال الداخلية للمحول مثل :

1. Transformer differential protection-87T
2. Restricted earth fault “HV-REF” protection (132 kV)-87N
3. Restricted earth fault “LV-REF” protection (33 kV)-87N

ويمكن وصف الREF برمز 87N أو 64N وكلا الرمزين مستخدمين وصحيحين .

أو حمايات احتياطية خاصة بالأعطال الخارجية المارة من خلال المحول مثل :

1. HV/LV Phase Overcurrent Protection-51
2. HV/LV Residual Earth Fault Protection 51N
3. Standby earth fault (Ground Overcurrent)- 51G

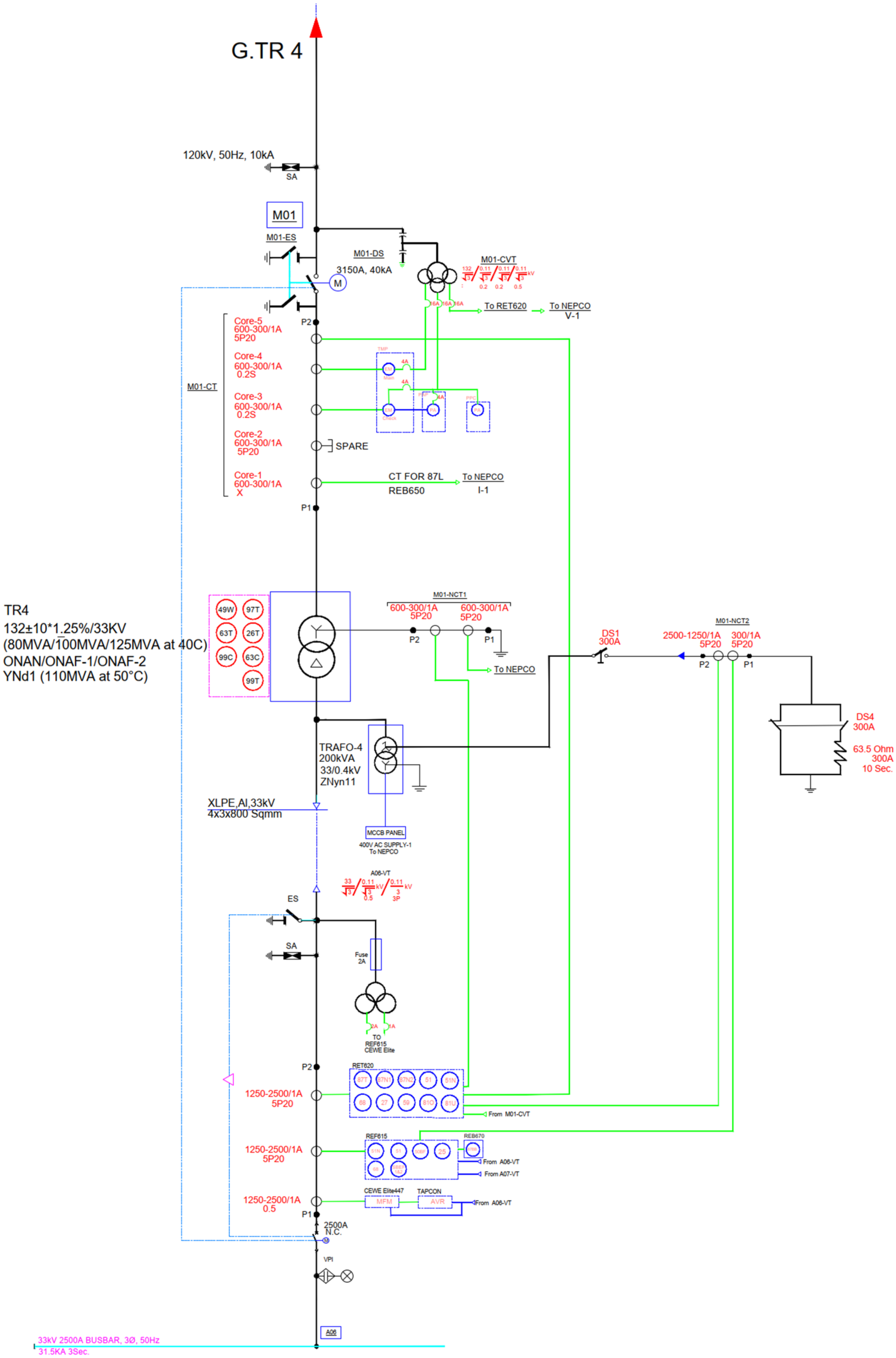
وفي بعض الحالات يتم إضافة Negative Sequence Overcurrent Protection-46 لكشف حالات عدم اتزان الأحمال على المحول أو حدوث Open conductors ويمكن وضعها على HV أو LV أيضا .

أما الأعطال الناتجة بسبب ظروف التشغيل الغير طبيعية ، فيوجد حمايات خاصة بها مستخدمة مثل :

1. Over/Under voltage protection-59/27
2. Over/Under frequency protection-81O/81U
3. Thermal Overload Protection-49

وفي بعض الحالات يتم إضافة ال Overexcitation (V/Hz) Protection 24 اليها .

ويمكن استخدام جميع الحمايات السابقة من خلال الRET620 Multifunction relay ، ولكن لتحقيق موثوقية أكبر لنظام الحماية تم استخدام الREF615 كريليه مساعد ، حتى لا يتم الاعتماد 100% على جهاز واحد ، وتم الاستفادة من REF615 في حمايات LV OC/ EF Protection


G.TR 4
120kV, 50Hz, 10kA
SA
M01
M01-ES
M01-DS
3150A, 40kA
M01-CVT
To RET620
To NEPCO
V-1
M01-CT
Core-5
600-300/1A
5P20
Core-4
600-300/1A
0.2S
Core-3
600-300/1A
0.2S
Core-2
600-300/1A
5P20
SPARE
Core-1
600-300/1A
X
CT FOR 87L
REB650
To NEPCO
I-1
TR4
132±10*1.25%/33KV
(80MVA/100MVA/125MVA at 40C)
ONAN/ONAF-1/ONAF-2
YNd1 (110MVA at 50°C)
49W
97T
63T
26T
99C
63C
99T
M01-NCT1
600-300/1A
5P20
600-300/1A
5P20
To NEPCO
DS1
300A
M01-NCT2
2500-1250/1A
5P20
300/1A
5P20
DS4
300A
63.5 Ohm
300A
10 Sec.
TRAFO-4
200kVA
33/0.4kV
ZNyn11
XLPE,Al,33kV
4x3x800 Sqmm
MCCB PANEL
400V AC SUPPLY-1
To NEPCO
A06-VT
ES
SA
Fuse
2A
TO
REF615
CEWE Elite
RET620
1250-2500/1A
5P20
From M01-CVT
REF615
REB670
1250-2500/1A
5P20
From A06-VT
From A07-VT
CEWE Elite447
TAPCON
MFM
AVR
1250-2500/1A
0.5
From A06-VT
2500A
N.C.
VPI
A06
33kV 2500A BUSBAR, 3Ø, 50Hz
31.5KA 3Sec.

الحمايات الأساسية وحمايات HV الاحتياطية الموجودة في RET620 هي التي تقوم بارسال إشارة فصل الى الHV-CB ، فاذا فصل الHV-CB يرسل إشارة Force trip الى LV-CB ، وهذا في حالات الStep-down Tr المركب في اغلب المحطات الفرعية .

ونريد التنويه أن المحولات المركبة في محطات التوليد والتي تكون Step-up Tr فيكون العكس ، بمعنى أنه اذا فصل الLV-CB يرسل إشارة Force trip الى HV-CB.

أما حمايات الLV الاحتياطية مثل الOC/EF وال Overload Protection والتي تكون موجودة داخل الREF615 ، فتقوم بفصل ال LV-CBفقط ، بينما يبقى الHV-CB مغلق .

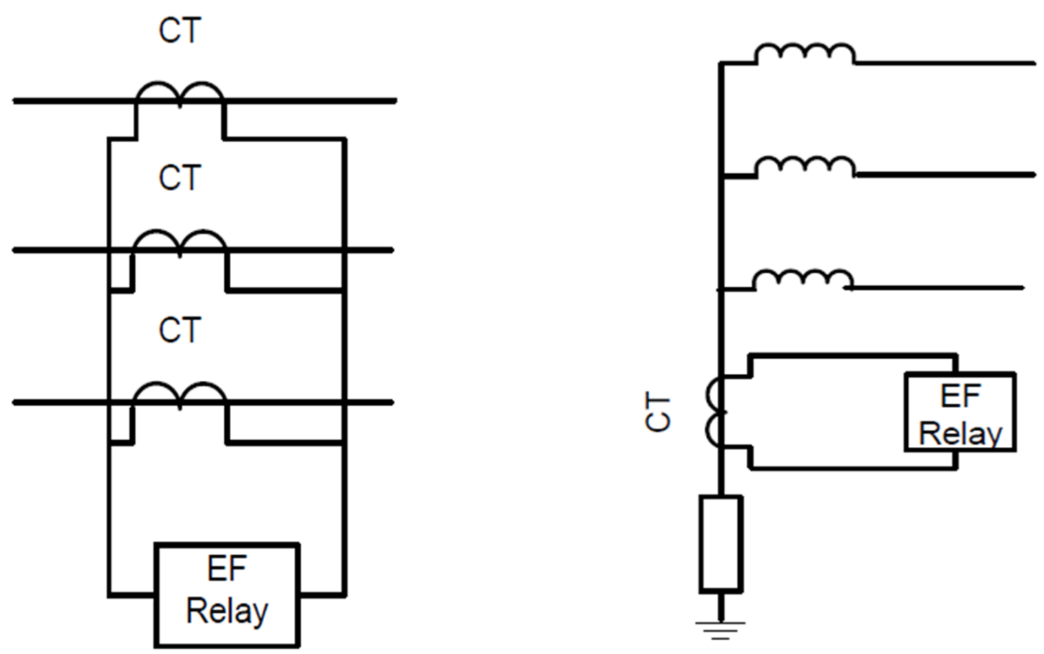
والحماية الاحتياطية الوحيدة التي تأخذ تغذيتها من LV ولكنها تفصل الHV-CB هي Standby earth fault stage-2 ، حيث اذا حدث تسريب تيار للمحول فإن ال Standby earth fault stage-1 تفصل الLV side ، واذا تم فصل الLV side وما زالت التغذية مستمرة للعطل بعد Time delay،فنتضطر الى فصل الHV side حتى نعزل منطقة العطل تماما.
ولاحظ معي أن الحمايات جميعها تفصل الCB بشكل مباشر بدون وجود أي Lockout أو Tripping Relays ، ويوجد Function داخل الريليه لعمل Close block ، ويمكنك عمل Reset للريليه حتى يزول هذا الClose block.
هذا الجدول يوضح توزيع الحمايات لكل ريليه ، والحمايات الكهربائية والميكانيكية التي تفصل الHV side والحمايات الكهربائية والمكانيكية التي تفصل الLV side ، ويمكنك دراستها والتأمل بها .

Trip configuration for 132 kV Transformer feeder

IED	Protection function	Trip NEPCO 132KV CB	=Trip 33KV CB (sheet 6)	
		TC	TC	Start =50BF
RET620	=87T Transformer differential protection	●	●	●
	=87N1 Restricted earth fault protection (132 kV)	●	●	●
	=87N2 Restricted earth fault protection (33 kV)	●	●	●
	=51 Time delay overcurrent protection	●	●	●
	=51N Time delay earth fault protection (33 kV)	●	●	●
	=27 Three-phase under voltage protection (Stages 1,2 & 3)	●	●	●
	=59 Three-phase over voltage protection (Stages 1,2 & 3)	●	●	●
	=81U Under frequency protection 2 Stages	●	●	●
	=81O Over frequency protection 1 Stages	●	●	●
REF615	=51 Time delay overcurrent protection		●	●
	=51N Time delay earth fault protection		●	●
	=SBEF-1 Standby earth fault stage-1		●	●
	=SBEF-2 Standby earth fault stage-2	●	●	●
	=50BF Breaker failure protection		●	
REB670	87B 33KV Busbar Protection	●	●	
Power Transformer	=63PR Pressure relief (Transformer)	●	●	●
	=63B Buchholz surge protection (Transformer)	●		
	=99T OIL LEVEL INDICATOR (Transformer)		●	●
	=99C OIL LEVEL INDICATOR (OLTC)		●	●
	=63PR Pressure relief (OLTC)	●	●	●
	=80 Oil Flow (OLTC)	●	●	●
	=63 Oil Pressure (OLTC)	●	●	●
	=49W Winding temperature protection (Transformer)		●	●
	=26 Oil temperature (Transformer)		●	●
Zigzag Transformer	=26 Oil temperature	●		●
	=63 Oil Pressure	●		●
	=99T OIL LEVEL INDICATOR	●		●
Trip From NEPCO	Intertrip from NEPCO		●	●

أما طريقة توصيل الCT الى كل ريليه فتكون كما هو موضح بالشكل ، حيث نلاحظ بأن الCT الواحد يمكن استخدمه في الحمايات الرقمية لأكثر من غاية ، فيستخدم نفس الCT للحماية الرئيسية والاحتياطية في ءان واحد، والأفضل طبعا أن يكون هناك فصل بين CT's الحماية الرئيسية عن CT's الحماية الاحتياطية .

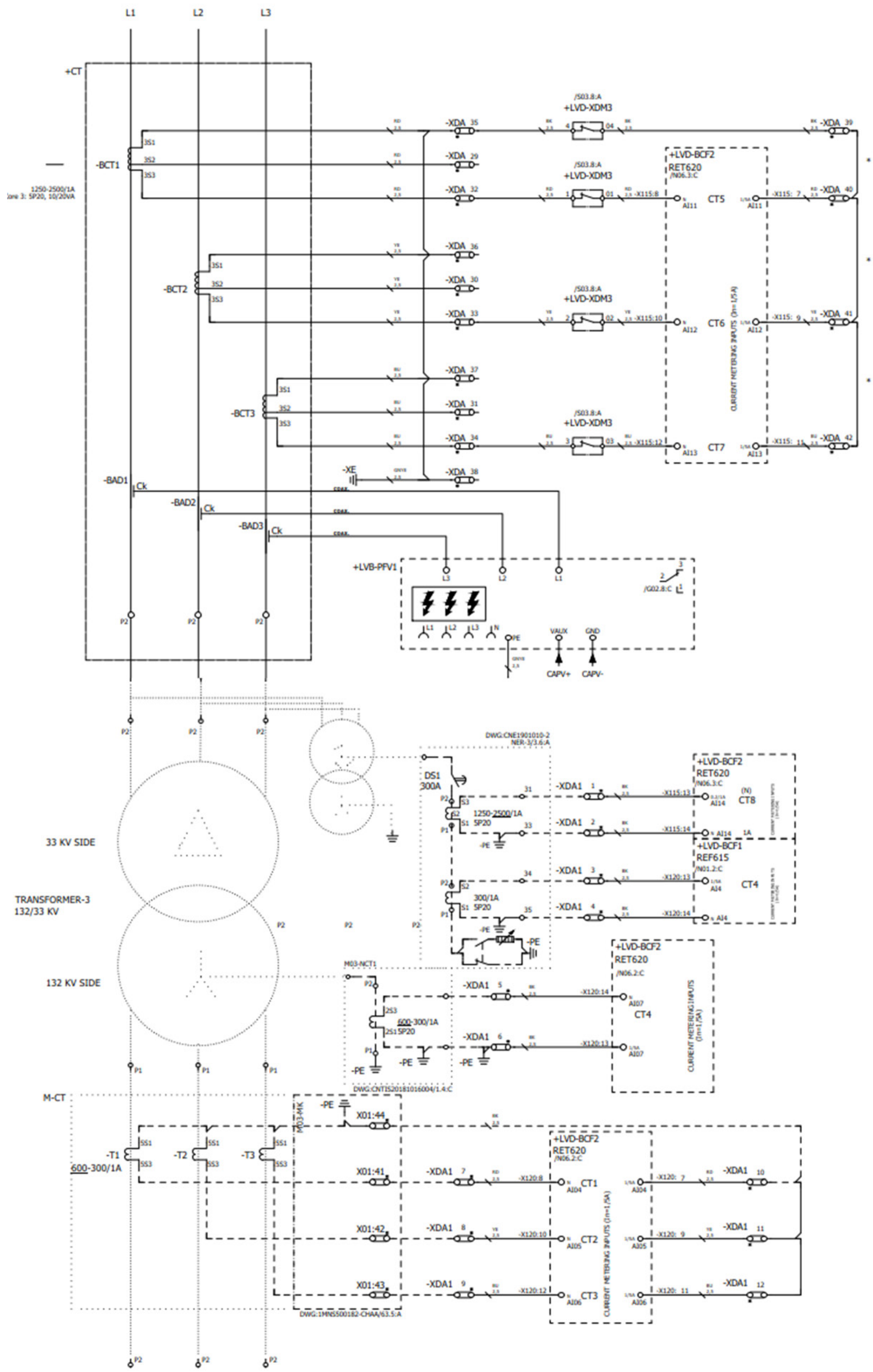
أما حماية الSBEF فتأخذ تغذيتها من الCT المركب على النيوترال ، فالحماية الأرضية التي تأخذ تغذيتها من CT واحد على النيوترال هي ما يرمز لها برمز 51G ، أما الحماية الأرضية التي تأخذ تغذيتها من المجموع الاتجاهي لثلاث CT's على الخطوط فهي التي يرمز لها برمز 51N .



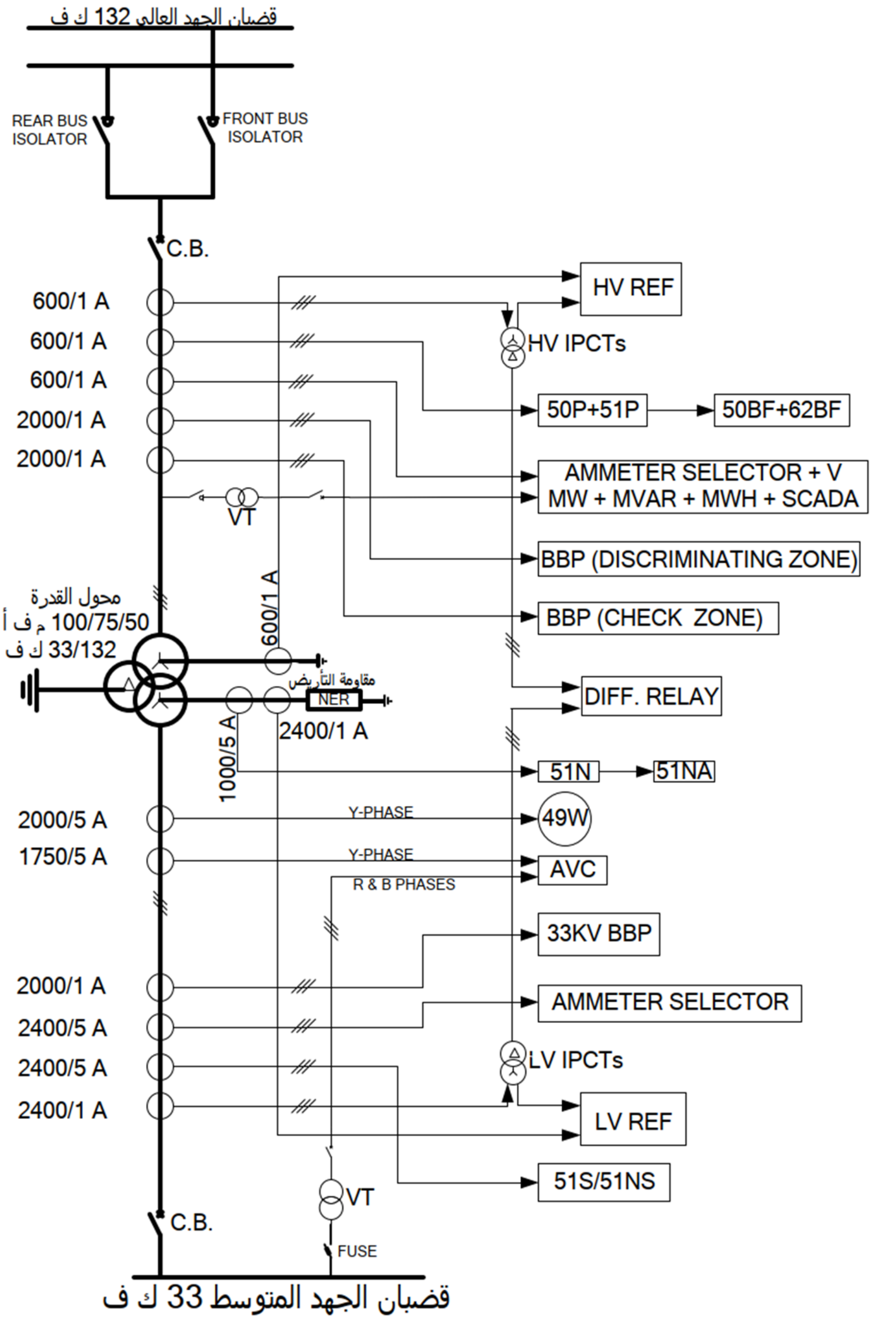
50N/51N Residual connection

50G/51G Neutral connection

أما محول الزجزاج فالهدف منه هو إنشاء نقطة تأريض جهة الدلتا ليمر تيار العطل الأرضي من خلاله الى الأرض، حيث معروف أنه عند حدوث عطل أرضي فإن الZero sequence current تدور داخل الدلتا ولا تخرج منه ، ويصعب كشف هذا النوع من الأعطال ، أما جهة الستار فيسهل تأريضها من خلال نقطة النيوترال الخاصة بها .


L1
L2
L3
+CT
-BCT1
-BCT2
-BCT3
1250-2500/1A
-XDA
+LVD-XDM3
+LVD-BCF2
RET620
CT5
CT6
CT7
CURRENT METERING INPUTS (In=1/5A)
-XE
-BAD1
-BAD2
-BAD3
+LVB-PFV1
VAUX
GND
CAPV+
CAPV-
33 KV SIDE
TRANSFORMER-3
132/33 KV
132 KV SIDE
DS1
300A
1250-2500/1A
5P20
300/1A
-XDA1
+LVD-BCF1
REF615
CT8
CT4
M03-NCT1
600-300/1A
-PE
M-CT
-T1
-T2
-T3
X01:44
X01:41
X01:42
X01:43
CT1
CT2
CT3

ويمكن لنا عرض مثال آخر لحمايات محول 132kV/33kV في منطقة أخرى ، حيث قاموا بإضافة CT مستقل لكل حماية تقريبا.



و أجهزة فصل المحول عند حدوث أعطال في هذا الscheme ، إما أن تسمى بLockout Relays ويرمز لها ب86 أو تسمى ب Tripping Relays ويرمز لها بالرمز 94.

و يوجد جهازين Lockout Relays للفصل 86T1 و 86T2 كل جهاز يعمل من مصدر جهد مستمر مستقل و يعطي إشارة فصل لملف فصل مستقل و يركبان على خلية الحماية للمحول جهة 132 ك ف و هذين الجهازين يعملان (يعطيان إشارة فصل للقاطع جهة 132 ك ف) من مصادر مختلفة .

و الجهاز الأول 86T1 يعمل عند اشتغال أي من أجهزة الحماية الآتية:

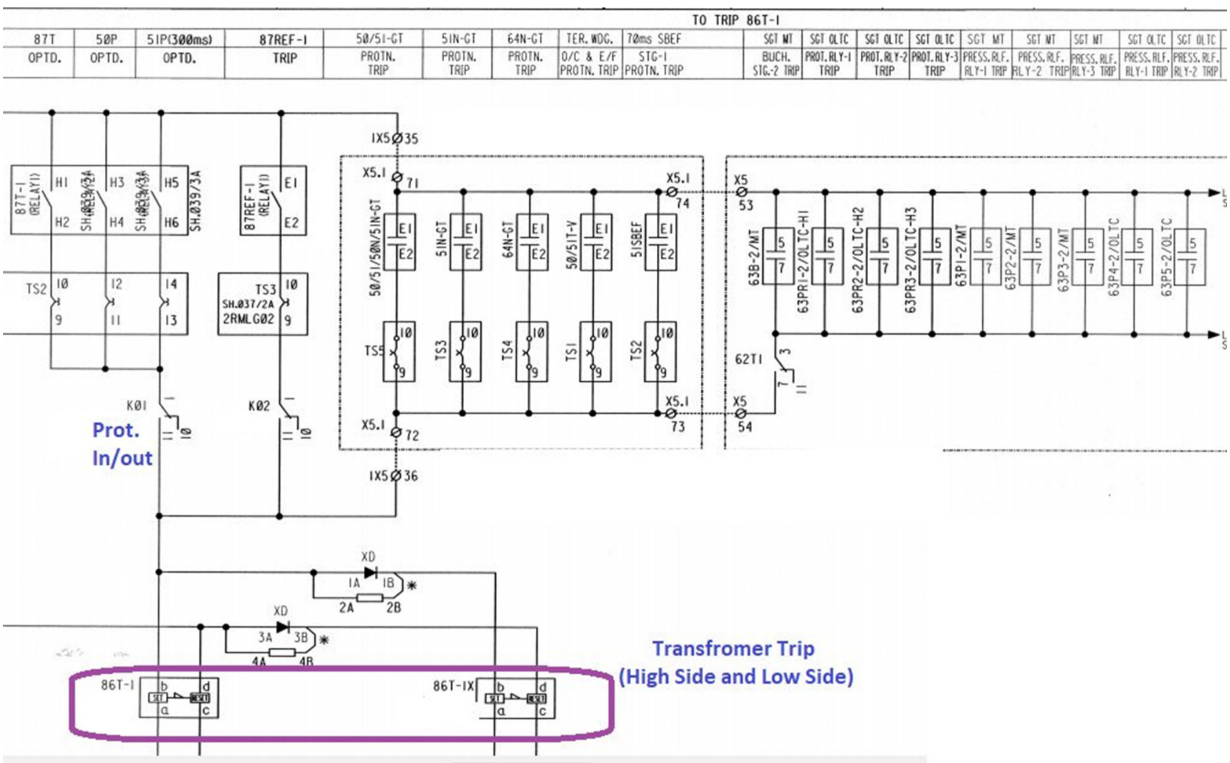
1. جهاز الحماية التفاضلية (87T).
2. جهاز الحماية ضد زيادة التيار على جهة الجهد العالي 132 ك ف (51/51N).
3. جهاز الحماية الاحتياطية ضد التسرب الأرضي على جهة الجهد المنخفض 33 ك ف .51G

أما الجهاز الثاني 86T2 يعمل عند اشتغال أي من أجهزة الحماية الآتية:

1. جهاز الحماية المقيد ضد التسرب الأرضيREF على جهة الجهد العالي 132 ك ف (64NP) ويرمز لها أيضا ب87N
2. جهاز الحماية المقيد ضد التسرب الأرضي على جهة الجهد المنخفض 33 ك ف (64NS)
3. جهاز الحماية الغازية (بوخولز) للمحول.
4. جهاز الحماية الغازية (بوخولز) لمغير جهد المحول.

و يمكن إعادة هذين الجهازين لوضعهما الطبيعي باليد Hand Reset أو كهربيا Electrically reset من خلية الحماية (أي بحضور المختص إلى المحطة و معرفة الأجهزة التي اشتغلت و سبب الفصل و إمكانية إرجاع المحول الخدمة من عدمه). و تعطي هذه الأجهزة إشارات إلى لوحة التحكم بالمحطة و منها إلى مركز التحكم عند اشتغالها.

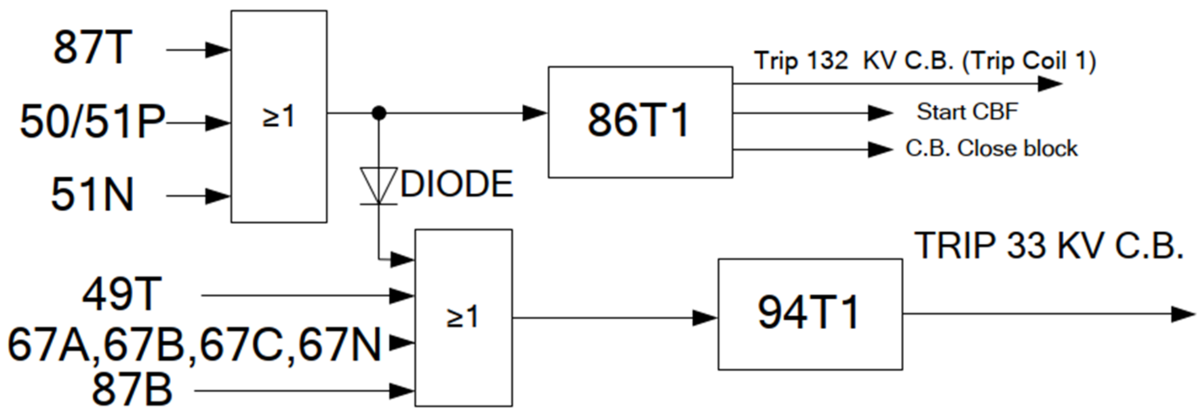
لاحظ في هذا المخطط كيف تتصل جميع الOutput contact على التوزاي ، بحيث إذا اغلق أحد منهم فسوف يفعل الset coil الخاص بالlockout, وأطرافه a,b، ولعدم كفاية الOutput contact في الLockout الواحد تم توصيل آخر على التوازي معه وهو ال86T-1X، ولاحظ أيضا كيف أن كل lockout له coil آخر خاص بالReset وأطرافه c,d ، بحيث إذا وصل ال+ve الى a,b سوف يعمل set ، وإذا وصل ال+ve إلى الc,d فسوف يعمل Reset .



كما يوجد جهازين آخرين وهما ال Tripping Relays ويعودان إلى وضعهما الطبيعي آليا Self-Reset بعد اشتغالهما.

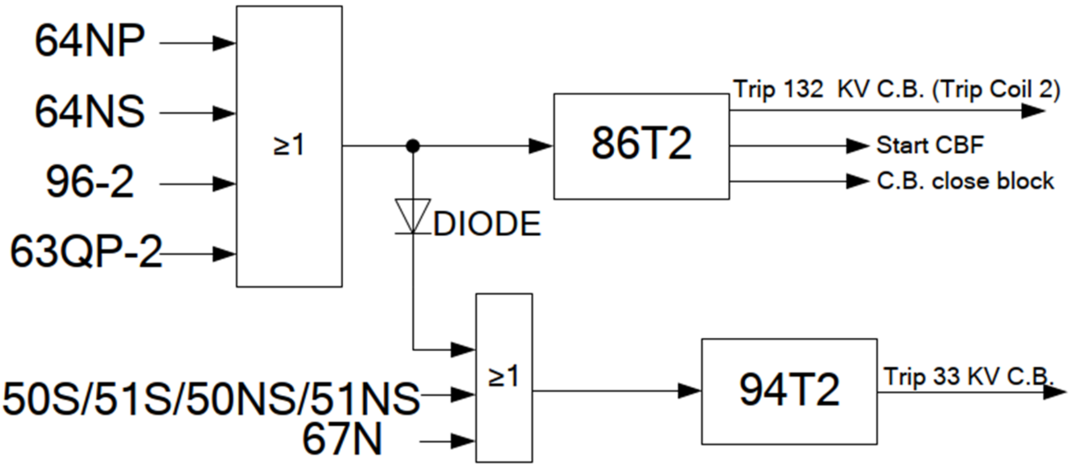
الجهاز الأول 94T1 يعمل عند اشتغال أي من أجهزة الحماية الآتية:

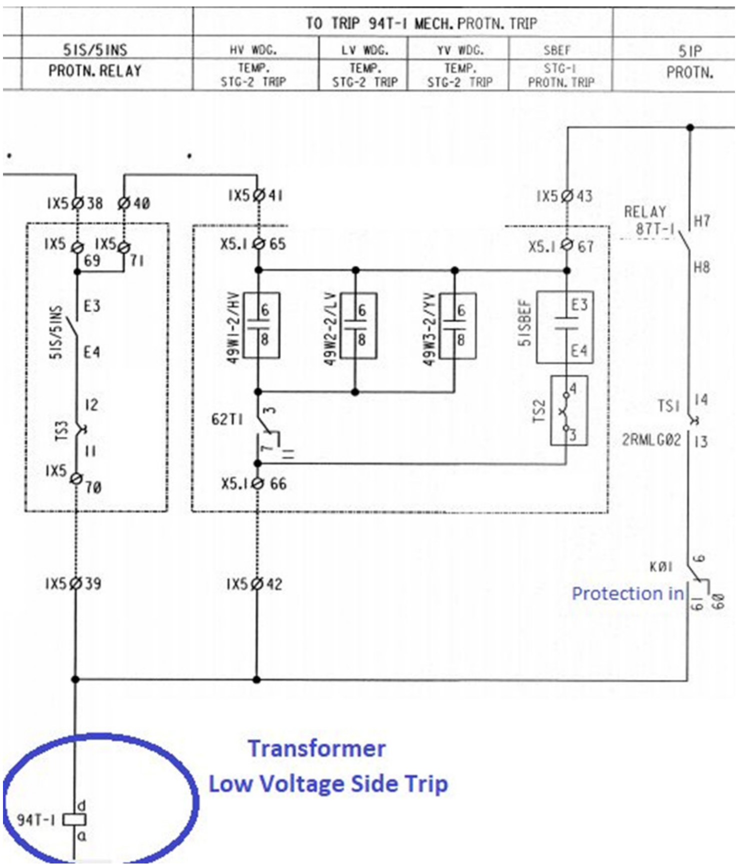
1. جهاز الحماية ضد ارتفاع حرارة الزيت و الملفات.
2. جهاز حماية القضبان جهد 33 ك ف.
3. جهاز الحماية الاتجاهية ضد زيادة التيار و التسرب الأرضي على جهة الجهد المنخفض 33 ك في هذا الجهاز يستخدم في حالة وجود القاطع جهد 132 ك ف الخاص بالمحول في محطة أخرى)
4. بالإضافة الى كل الأجهزة التي أدت إلى اشتغال 86T1 (بطريقة توصيل DIODE تمنع تشغيل 86T1 عند اشتغال 94T1).



أما **الجهاز الثاني 94T2** فيعمل عند اشتغال أي من أجهزة الحماية الآتية:

1. جهاز الحماية ضد زيادة التيار و التسرب الأرضي على جهة الجهد المنخفض 33 ك ف(50S/51S/50NS/51NS).
2. جهاز الحماية ضد التسرب الأرضي على نقطة التعادل جهة 132 ك ف (هذا الجهاز يستخدم في حالة وجود القاطع جهد 132 ك ف الخاص بالمحول في محطة أخرى)
3. كل الأجهزة التي أدت إلى اشتغال 86T2 (بطريقة توصيل DIODE تمنع تشغيل 86T2 عند اشتغال 94T2).





لاحظ في هذا المخطط كيف أن الTripping relay له coil واحد فقط وهو a,d بحيث إذا وصل ال+ve إلى d سوف يعمل set ، وبمجرد أن يعمل فإنه سوف يعمل Reset بشكل تلقائي بدون وجود أي +ve خارجي له .

ما سبب عدم استخدام T86 مع LV CB side أيضا ؟

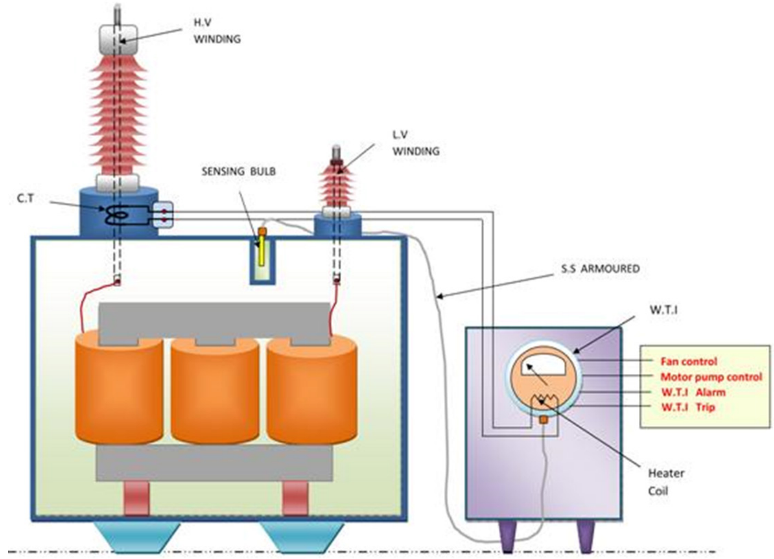
فلسفة استخدام 94T على بعض الحمايات و86T على حمايات أخرى ، هو أننا نريد التمييز بين الأعطال التي تحدث داخل المحول نفسه عن الأعطال الخارجية التي مرت من خلال المحول ، أما أعطال المحول نفسه فيجب فصل كلا CB's على طرفي المحول من خلال 86 ويجب منع إغلاقها مرة أخرى باستخدام الClose block إلى أن يأت الفريق المختص ، أما الأعطال التي تسبب زيادة ارتفاع حرارة الزيت و الملفات ، فيجب أن نفصل جانب LV المتصل بالأحمال فقط، وذلك لأن درجة حرارة المحول تزيد تبعا لزيادة الأحمال عليه ، وبالتالي فإن الحل الأمثل والتنسيق الصحيح للوقاية ضد زيادة درجة حرارة المحول هو فصل المحول من جهة الأحمال فقط ، وهذا يعتبر حل للمشكلة لأن حرارة المحول سوف تنخفض بعد إزالة الحمل الزائد عنه، وهذا يعني يمكن زوال العطل بشكل تلقائي بعد فصل الLV-CB فقط ، وهنا لا داع لفصل الHV-CB لأنه ليس له علاقة بسبب المشكلة من الأساس.

ولا داع أيضا لعمل CB block على LV لأن سبب المشكلة معروف أنه خارجي ، وليس على المحول نفسه ويحتاج لبعض الوقت حتى تعود الأمور إلى ما كانت عليه.

بالتأكيد خيار فصل الأحمال ، هو الحل الأخير بالنسبة لي ، لأن ارتفاع درجة الحرارة يكون على شكل مراحل وليس مرة واحدة ، فعند ارتفاع درجة الحرارة عن القيمة الطبيعية للتشغيل في مرحلة Stage-1 سوف ترسل انذار أو Alarm لتقليل الأحمال على المحول وبذلك يمكن تدارك عدم فصل جميع الأحمال بشكل كلي، مع إضافة أمر تشغيل لمراوح التبريد الخاصة بالمحول .

أما إذا استمرت درجة الحرارة في الارتفاع بحيث تجاوت مرحلة Stage-2 فإنه يتوجب علينا فصل المحول قبل أن تحترق الملفات أو تتلف العوازل.





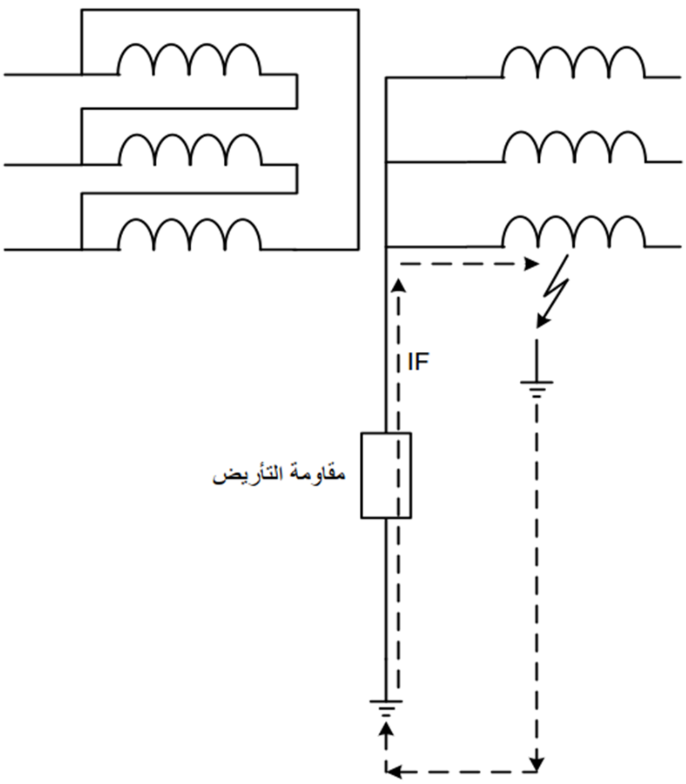
لاحظ في هذا Setting كيف أنه يوجد لدي جهازين Winding temp مستقلين واحد جهة الHV والأخر جهة الMV لمراقبة درجة حرارة الملفات، ويوجد لدي Two stage لكل جهاز ، بحيث اذا وصلت درجة حرارة الملفات الى 90 درجة سيليسوس فيجب ارسال Alarm الى نظام السكادا ، بينما لو وصلت درجة الحرارة الى 100 درجة فيجب ارسال إشارة فصل الى CB المتصل بالأحمال ، ويوجد جهاز مستقل لتحسس درجة حرارة الزيت فاذا ارتفعت درجة حرارة الزيت الى 80 درجة سيليسوس يرسل إشارة تنبيه ، واذا ارتفعت الى 90 درجة يرسل إشارة فصل .

أما بالنسبة للمراوح فيعمل جزء منها الى وصلت درجة الحرارة 60 درجة ، بينما يعمل الجزء الأخر اذا وصلت درجة الحرارة الى 70 درجة سيليسوس .

		132KV / 33KV 125MVA Power Transformer
HV Winding Temp. °C	Alarm	90
	Trip S2	100
MV Winding Temp. °C	Alarm S1	90
	Trip	100
Oil Temp. °C	Alarm	80
	Trip	90
Fan Control Temp. °C	Stage1 S3	60
	Stage2 S4	70

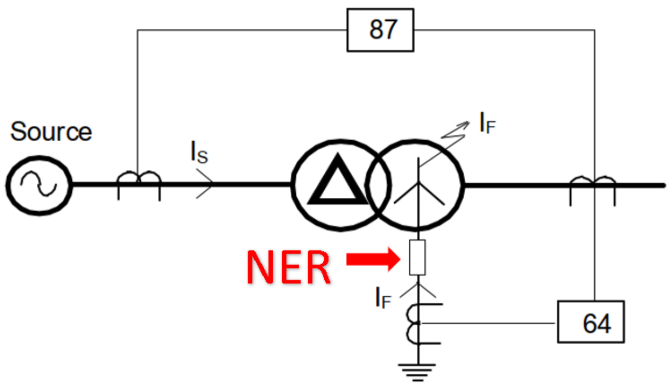
ما سبب استخدام ال Restricted earth fault Protection ، مع أنه يوجد حماية Transformer differential protection تغطي منطقة المحول بالكامل؟

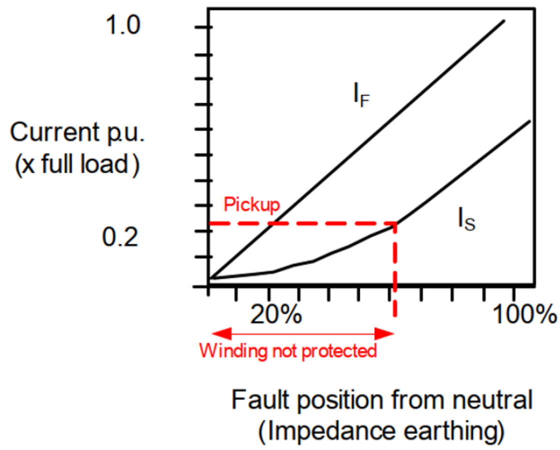
وذلك لأن هناك بعض الأعطال الأرضية على المحول التي يصعب تغطيتها بالحماية التفاضلية ، حيث كلما كان العطل قريبا من نقطة التعادل للمحول فإن تيار العطل يكون صغيرا ، وفي بعض الحالات يقل هذا التيار لدرجة أنه قد لا يصل الى قيمة الضبط Diff current setting وخاصة اذا كان المحول مؤرض **بشكل مباشر من خلال مقاومة عالية** NER أو NGR، بينما يبقى تيار العطل كبيرا حتى في حال اقتراب العطل في الملفات من نقطة النيوترال للأنظمة المؤرضة بشكل مباشر وبدون مقاومة والتي تسمى ب(Solidly grounding) ، حيث قيمة تيار العطل تعتمد على مقدار نقطة التأريض للنيوترال وهي بالطبع أكبر بكثير من مقاومة الwindings وتعتمد أيضا على مقدار الجهد عند نقطة العطل والذي يقل كلما اقتربت من من نقطة النيوترال ، لذا كانت الحاجة إلى جهاز آخر ليقوم بهذا الدور ، حيث يتمتع الREF بدقة وحساسية عالية للتعامل مع هذه الحالات.



NGR: Neutral Grounding Resistor
NER: Neutral Earthing Resistor

لاحظ في هذه الصورة والتي توضح قيمة تيار العطل للمحول على الطرف الثانوي ويرمز له برمز IF-Fault current والطرف الابتدائي Is-source current بالاعتماد على **بعد موقع العطل عن النيوترال** في الأنظمة المؤرضة من خلال NER ، كيف أن 60% من Winding تقريبا غير مغطاه ب حماية differential على المحول ، وحدوث عطل خلال هذه المنطقة سوف لن يصل فيه تيار العطل إلى Min Diff current setting والتي هي هنا 0.2pu، وهنا أصبح استخدام حماية REF أمرا ضروريا لتغطية أغلب الجزء المتبقي من الWindings الأقرب للنيوترال .



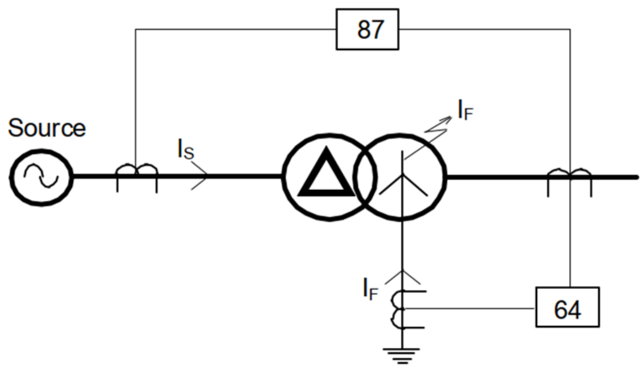


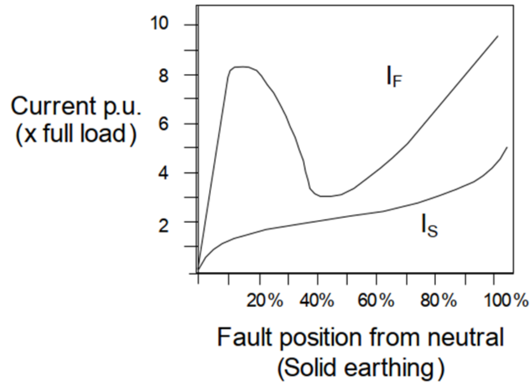
X in %	Idiff in %
10	0.58
20	2.31
30	5.20
40	9.24
50	14.43
60	20.00
70	28.29
80	36.95
90	46.77
100	57.74

59% of unprotected winding

41% of protected winding

لاحظ معي في هذه الصورة أنه اذا تم تأريض جهة الstar باستخدام ال solidly-earthed systems ، فإن تيار العطل يتغير مع مكان العطل بطريقة اكثر تعقيدا ، بحيث سينخفض الجهد كلما اقترب العطل من نقطة النيوترال للملف الثانوي وستظل قيمه تيار العطل كبيرة. وبناء عليه فإن حماية differential على المحول ستظل قادرة على تغطية جزءا كبيرا من الملفات حتى عند اقتراب العطل بشكل كبير من نقطة النيوترال.

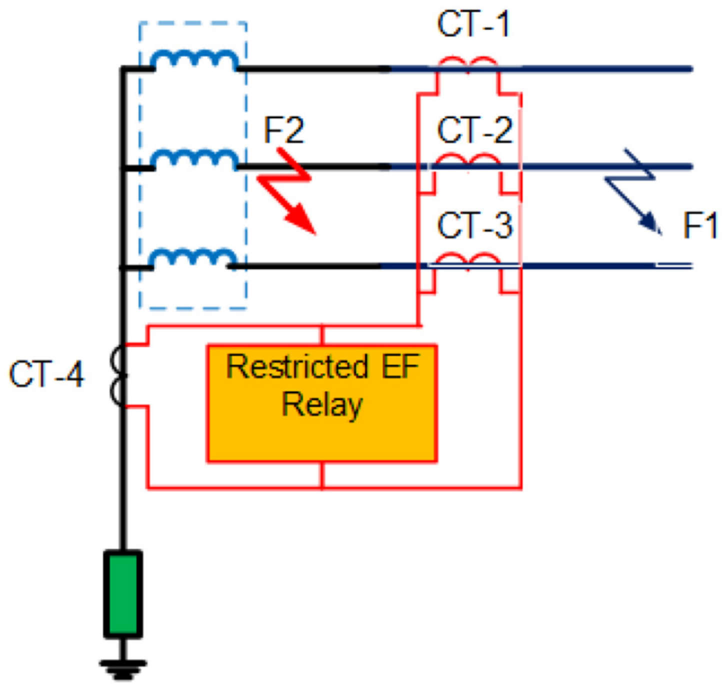




في بعض حالات الأعطال والتي تكون فيه قيمة تيار العطل قليلة جدا ، فلن تستطيع لا ال Diff ولا ال REF اكتشافها ، لذا فإننا نستخدم خط الدفاع الأخير وهو ال SBEF، المستخدمة كحماية احتياطية backup protection لكافة الحمايات الأرضية على طرف المحول الثانوي والمعدات المتصلة به والمتمثلة ب Busbar و Outgoing feeders وغيرها، كما أن حماية SBEF قد تستخدم بشكل خاص لحماية المقاومة المستخدمة في تأريض المحول في الانظمة المؤرضة من خلال مقاومة ، وعادة ما تكون Two stages، حيث Stage-1 سوف تفصل الطرف الثانوي ، فإذا استمرت المشكلة فإن الStage-2 سوف تفصل الطرف الإبتدائي .

ال SBEF لن يستطيع أن يميز بين العطل الأرضي هل هو داخل المحول أم خارجه ، لذا فإن أكثر ما يميز REF هو أنه لا يعمل إلا اذا وقع العطل داخل المنطقة المحمية فقط ، لذا تم تسميته ب Restrictedأي أن عمله مقيد بكشف الأعطال الأرضية على منطقة محددة . وهذا يعني أنه يعتبر أحد أنواع الUnit Protection .

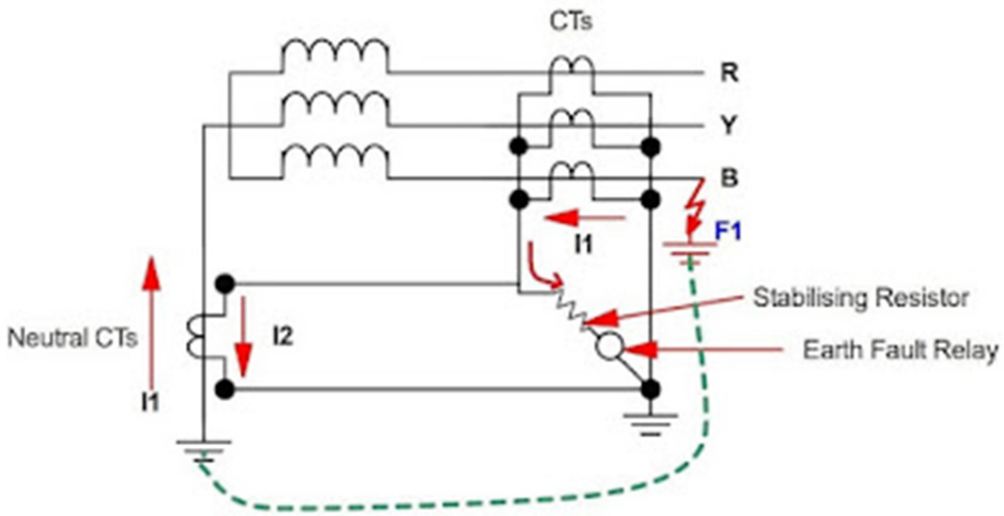
إذا حدث عطل أرضي خارج حدود المحول في F1 فإنه يجب أن يبقى مستقر تماما ، بينما إذا حدث عطل أرضي داخلي في F2 ، فإنه يجب أن يصدر Tripping signal إلى الHV CB، وتم التركيز على أن نوع العطل أرضي ، لانه لو حدث عطل من نوع phase-to-phase فلن يعمل الREF حتى لو كان داخل حدود المحول.



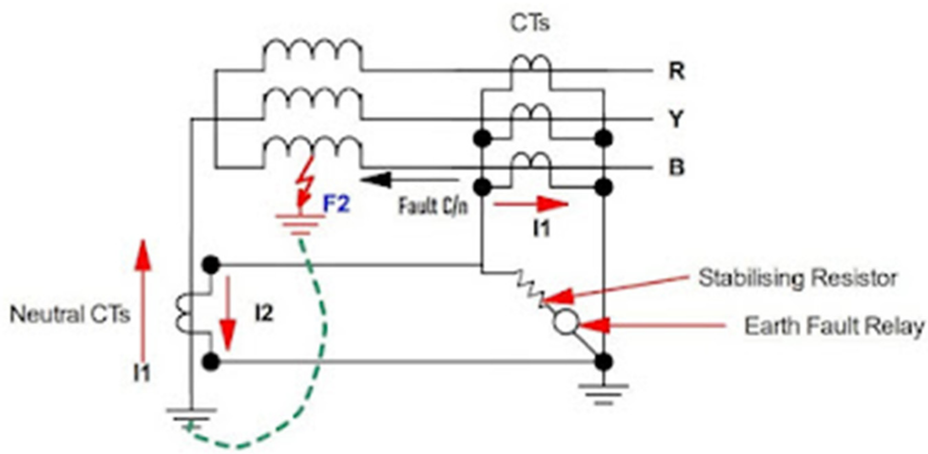
تعتمد فكرة عمل هذا الREF على إيجاد المحصلة الإتجاهية لتياري المجموع الإتجاهي لتيارات الثلاث فازات "residual current 3Io" مع قيمة التيار المار بالنيوترال "neutral conductor current IN" والمفروض في حال أن هناك **عطل أرضي خارجي** أن تكون المحصلة الإتجاهية لكلا التيارين صفر بمعنى أن لهم نفس المقدار ومتعاكسين في الإتجاه

ومن هنا نستنتج ما يلي :

1. أن قيمة CT Ratio للLine CT يجب أن يكون نفسه للNeutral CT .
2. و أن الزاوية بين التيارين في الأعطال الخارجية يجب أن تكون 180 درجة .

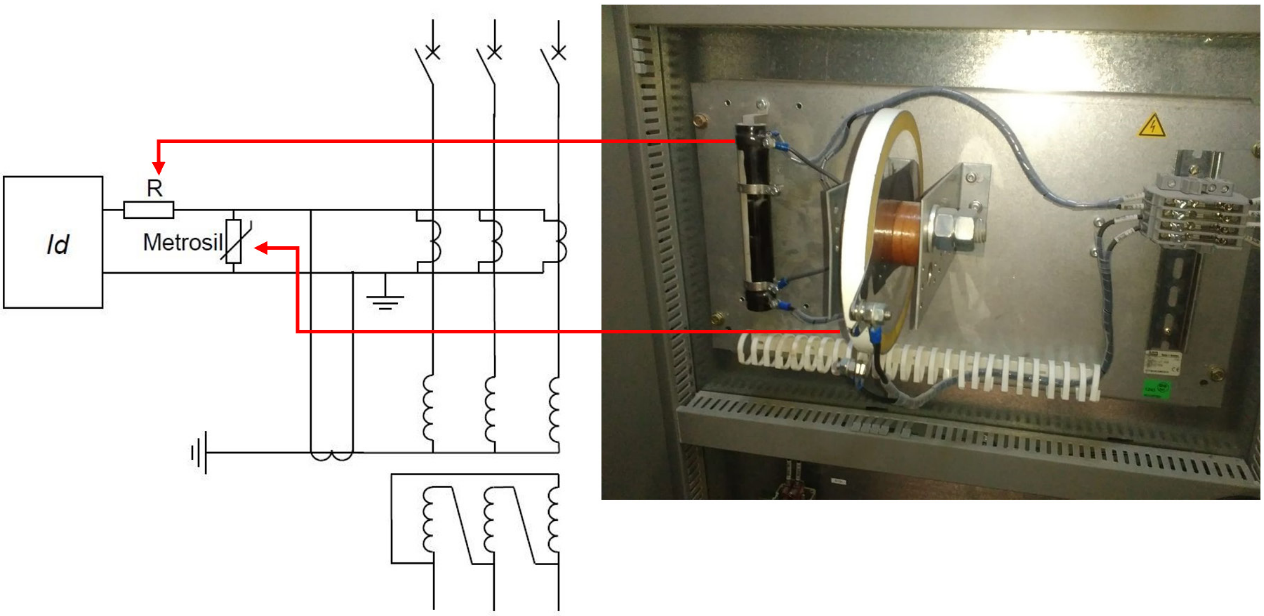


أما إذا كان العطل داخلي فإنه إذا المجموع الإتجاهي أكبر من قيمة الضبط فإن REF يقوم بالاشتغال وإرسال إشارة فصل للقاطع ، وسواء كان العطل الأرضي داخلي أو خارجي فإن اتجاه تيار النيوترال هو نفسه، وهو يشبه إلى حد كبير differential protection حيث Idiff = IN +3Io، ولكن المنطقة التي يقوم بتغطيتها تكون على وجه واحد فقط من محول القدرة لذا يطلق عليه في بعض الحالات بالHalf Differential ، لذا يكون لدينا HV REF وLV REF مستقلات عن بعضهما البعض.

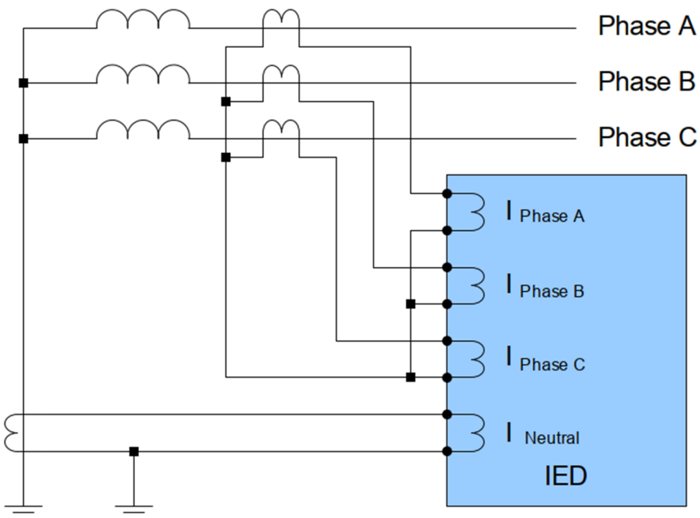


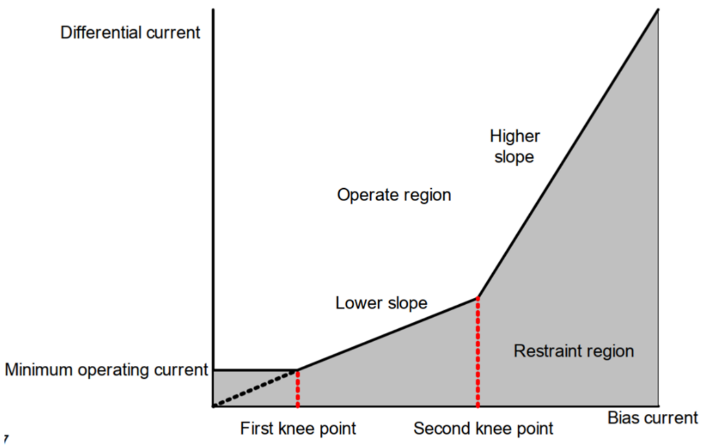
ولمنع حدوث تشغيل خاطئ في الظروف العادية نتيجة وجود اختلافات صغيرة بين تيارات الأوجه والتيار الراجع فنقوم بإضافة مقاومة على التوالي مع EF Relay وهي التي تسمى بStabilizing Resistor ، بحيث يكون الجهد على طرفي الRelay أصغر بعد إضافة المقاومة ، بسبب ظهور Voltage drop على هذه المقاومة التي أضفناها ، وبالتالي يصبح تأثير هذه التيارات معدوم في الحالة الطبيعية ، بينما لن تؤثر هذه المقاومة في حالة حدوث أعطال داخلية وذلك لإرتفاع قيمة تيار العطل حينها مع عدم وجود تيار معاكس .

وعند إضافة هذه المقاومة على التوالي مع الريليه فإننا نطلق عليها اسم High Imped-ance Restricted Earth Fault ، وإذا قلنا أنه High Impedance protection فهذا يعني أنه قد يمكن تركيب metrosil لنفس الأسباب التي تم ذكرها في الحلقة 10 السابقة ، وفي هذه حالة Hz.REF نقوم بتركيب فقط metrosil واحد، بينما في الحماية التفاضلية Hz.Diff نقوم بتركيب ثلاثة metrosil كل واحد على فيز مستقل.



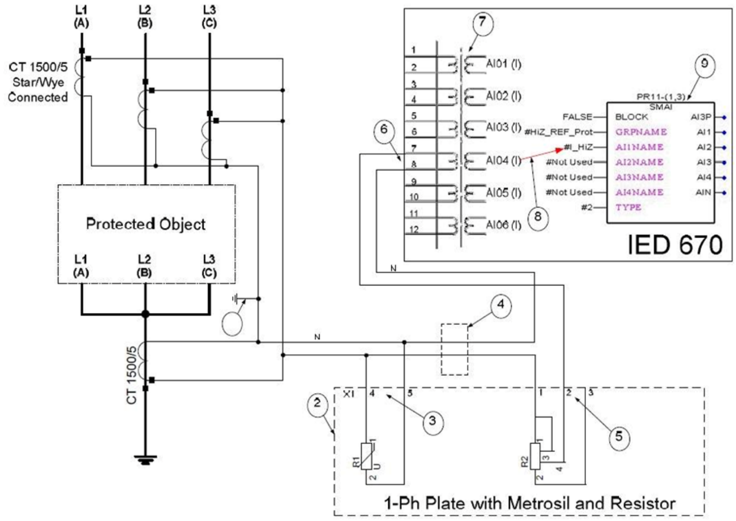
ومما أنه يوجد Hz.REF ، فهذا يعني أنه يوجد low Impedance REF Protection ولا تحتاج إلى إضافة مقاومات على التوالي معها أو Metrosil، في ال low Impedance REF Protection يمكن توصيل كل CT الى الريليه على حدى كما هو ظاهر في الصورة ،واستخدام جميع الحسابات والمقارنات داخليا ، والاعتماد على ال curves كما تم شرحه تماما في الDiff protection .



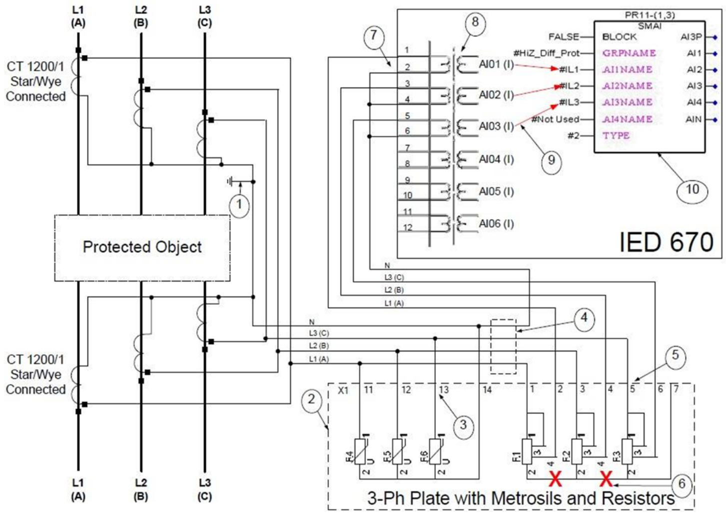


Three-slope REF bias characteristic

وانتشر مؤخرا تركيب Digital relay , ووضع مقاومات عليها على التوالي ليحاكي High Impedance سواء كان للREF او DIFF Protection .



High Impedance REF Protection



High Impedance DIFF Protection

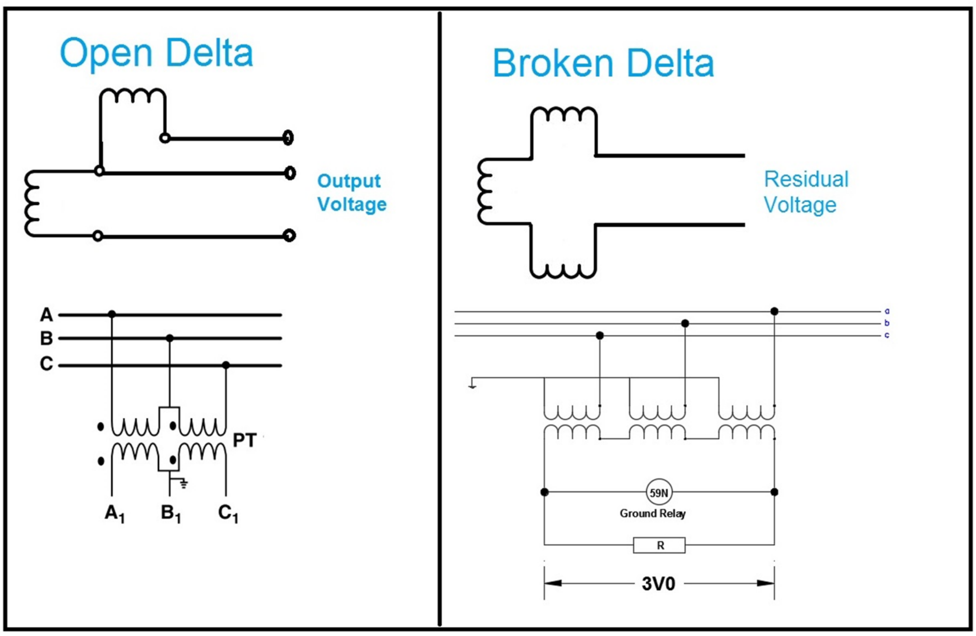
هل يمكن استخدام REF Protection على جانب الدلتا أو الStar غير المؤرضة للمحول ، مع أنه لا يوجد بها نيوترال ؟

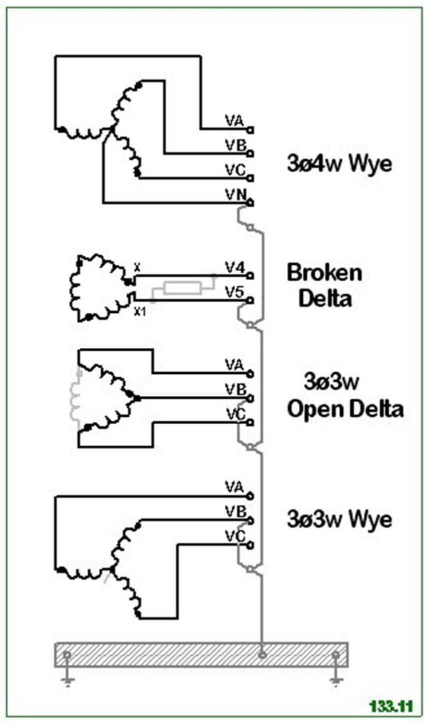
يمكن استخدام أجهزة وقاية ضد التسريب الأرضي تعمل بالجهد فقط وليس بالتيار ، لأن الأجهزة التي تعمل بالتيار لا تصلح في حال حدوث عطل بين أحد الأوجه والأرضي لا يمرر تيار لأن ملفات المصدر معزولة عن الأرض .

مبدأ عمل الأجهزة التي تعمل بالجهد هو أن المجموع الإتجاهي للثلاث فازات تساوي صفر في الوضع الطبيعي ، وفي حال وجود Short مع الأرض فإن محصلة الجهود الثلاثة يكون له قيمة و لا تساوي صفر ، وهذا ما يسمى بطريقة Broken Delta،وهذه الطريقة لا تعتبر **REF Protection** لأنه لا يمكن بها اكتشاف حدوث العطل الأرضي في منطقة محددة .

ونريد التنويه أيضا بأن هناك فرق بين توصيلة Open Delta والBroken Delta

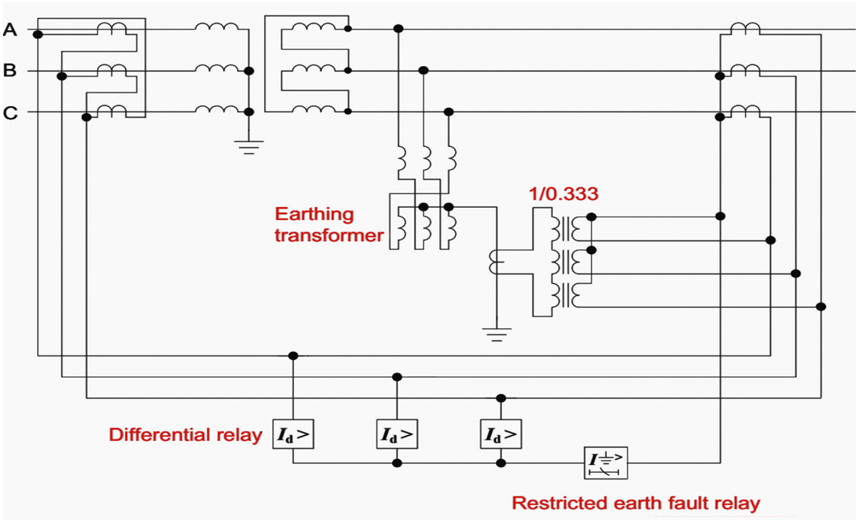
Broken Delta هو توصيل ملفات الثانوي لمحول الجهد مع بعضها على شكل دلتا مع ترك نهايتي الدلتا مفتوحة لتوصيل EF relay يعمل بResidual Voltage، Open Delta فيتم فيها توصيل فازين فقط للمحول الجهد ، بحيث يتم توصليهم على التوالي و بطريقة ستار ، وهنا تصبح قيمة الجهد هو (3/1 root) من جهد الdelta configuration ، وهذا السبب في كون الopen delta تعطي فقط 57.7% من قدرة المحولات التقليدية .



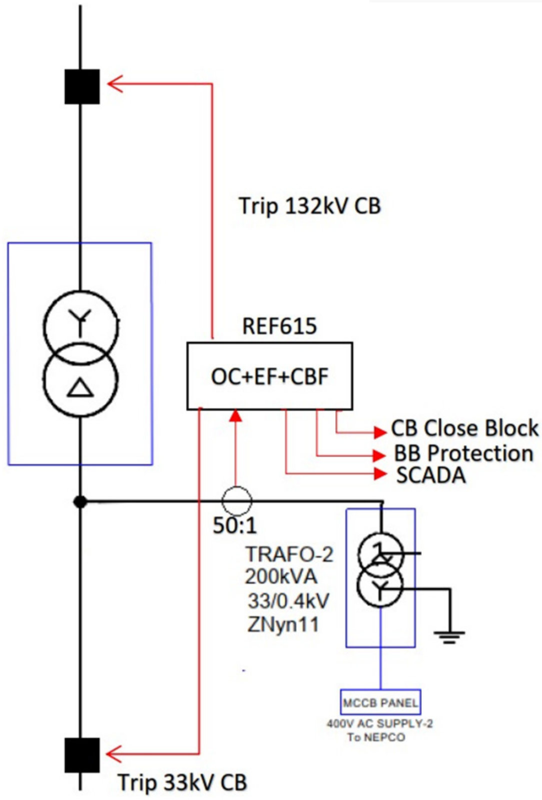


IEEE C57.13.3

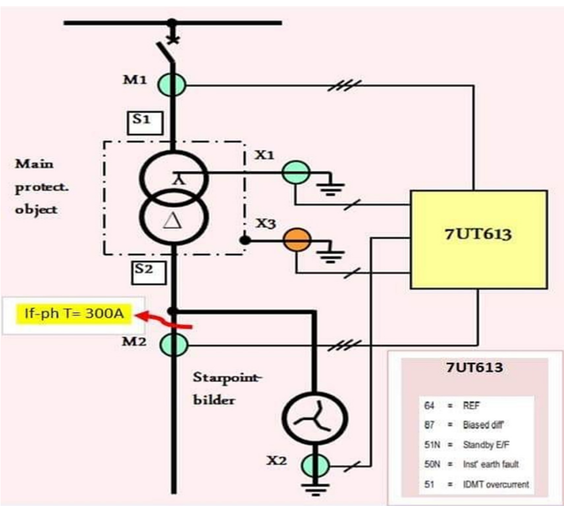
و في بعض المحطات يتم تركيب محول Zigzag أو قد نسميه Grounding transformer على التوازي جهة الدلتا لإنشاء نيوترال حقيقي له، ومن ثم يتم توصيل مقاومة أرضية من خلال هذا النيوترال إذا أردنا أن نجعل مقاومة الأرضي عالية ، وفي نفس الوقت نضع على هذا النيوترال CT's لغاية استخدامها لحماية الREF وSBEF .



و بالنسبة لحماية الزجزاج نفسه ، فيمكن أن نضع عليه حماية OC/EF مستقلة من خلال وضع CT خاص به قبله بRatio قليل وملائم ، مثل حماية الAux.Tr ، ويقوم بفصل الHV وLV-CB الخاصة بPower transformer .



و أن نضع CT قبله على كل فيز من الفازات الثلاث وأخر بعده على النيوترال ، و من ثم نجعل له حماية Restricted EF مستقلة وخاصة فيه ، و بالطبع هذه الحماية لا تغني عن حماية Restricted EF الخاصة بالStep up TR الرئيسي ، لأن حدوث عطل أرضي على المحول نفسه سوف يعتبر عطل خارجي بالنسبة Restricted EF الخاص بحماية الزجزاج والعكس .



هل يمكن أن تعمل ال REF Protection في حال حدوث قطع على أحد الفازات ، أي حالة في الOpen conductor؟

في حال حدوث قطع في أحد الفازات سواء داخل المحول أو خارجة بالقرب من الأحمال ، سيعتبر وكأنه عبارة عن "external fault" ، ولن يتسبب باشتغال حماية "REF" لأن مجموع تيار الفازين السليمين سيساوي دائما مقدار التيار الراجع في النيوترال ، والمجموع الاتجاهي لهم سيساوي صفر.

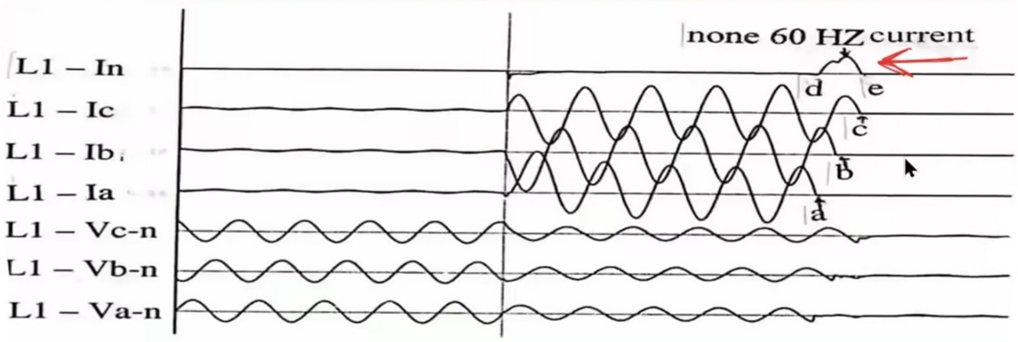
I L1	0.00 A	0.00 °	50.000 Hz
I L2	1.000 A	-120.00 °	50.000 Hz
I L3	1.000 A	120.00 °	50.000 Hz

I 1	666.7 mA	0.00 °	50.000 Hz
I 2	333.3 mA	180.00 °	50.000 Hz
I 0	333.3 mA	180.00 °	50.000 Hz

هل يمكن أن تعمل الREF Protection في حال حدوث عطل Phase-Phase أو 3Phase-G متماثل ظهر عنه بعض التيارات الصفرية خاطئة؟

في البداية نريد توضيح نقطة أن التيارت الصفرية الأصل أن لا تظهر في مثل هذه الحالات ، ولكن **ظهورها الغريب**، ممكن أن يعود

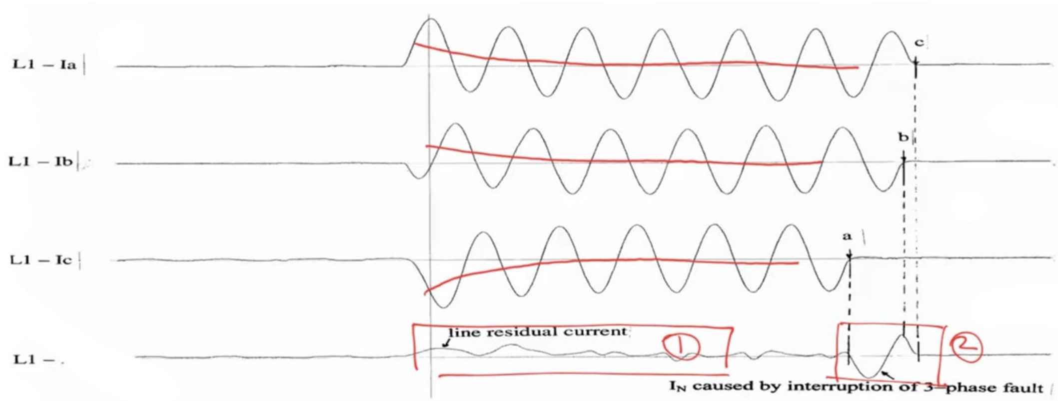
1. عدم التماثل الحاصل في ازاحة موجات تيارات العطل على الثلاث فازات نتيجة لنشوء مركبات "DC" متناقصة بشكل متسارع (exponential) مع لحظة وقوع العطل ، بسبب اختلاف زاوية موجات الجهد على الفازات الثلاث لحظة حدوث العطل أو بمصطلح آخر أكثر شيوعا "fault incident angle"



DFR record illustrating line L1 none 60HZ neutral current during the interruption of a three-phase fault

2. تأخر أو اختلاف لحظة قطع الCB للتيار على الفازات الثلاث عن بعضها البعض لحين مرور كل موجة بنقطة الصفر على حدى "zero crossing"، مما يعني أن مجموع تلك التيارات لحظة فصل العطل سوف لا يساوي صفرا وانما سيتسبب بظهور تيار ما ولفترة وجيزة حوالي أقل من دورة واحدة (1cycle) .

مع الإشارة إلى أن وجود تباين في أزمنة فصل وتوصيل أقطاب القاطع على الفازات الثلاثه نتيجة لخلل ميكانيكي ما أو غير ذلك فيما يعرف ب"CB pole discrepancy" سوف يفاقم أيضا من ظهور مركبة التيار الصفرية تلك.

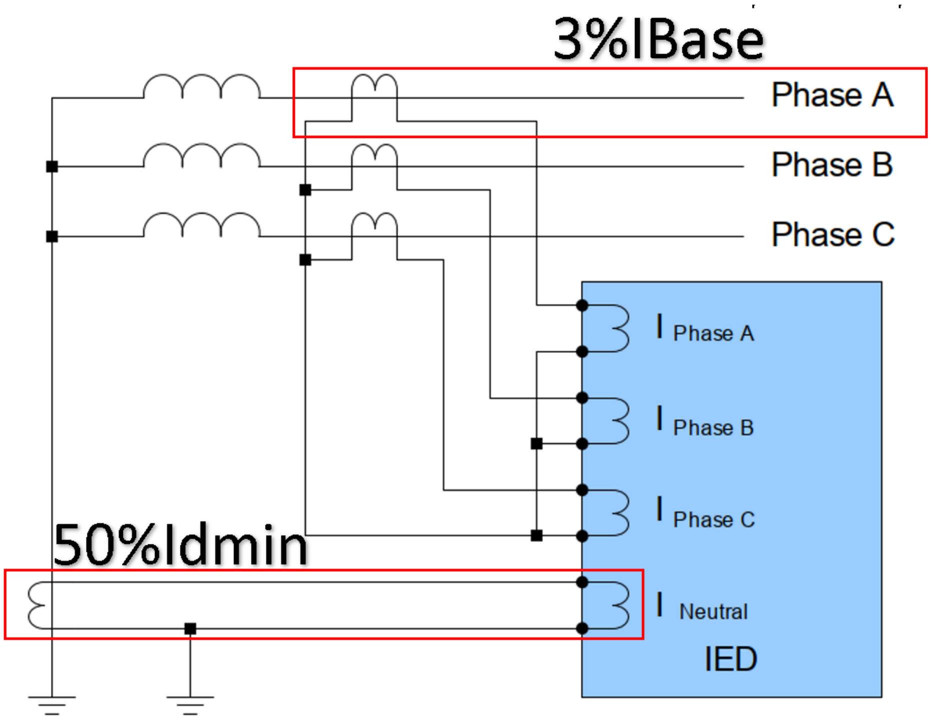


DFR record showing line L1 phase and none 60 HZ neutral currents during the inception and interruption of the three-phase fault

إذن ممكن أن يحدث لدي عطل Heavy Phase-phase وينشأ عنه false zero sequence currents أو ممكن ظهور مركبات التيار الصفرية أثناء وقوع الأعطال المتماثلة ، ولكن ظهور هذا التيار لا ينتج عنه neutral current .

عند اختبار الlow impedance REF ، فإن حقن تيار على Single phase فقط على أحد الثلاث فازات ،يعني محاكاة حالة عدم اتزان ، مع عدم وجود أي تيار على النيوترال ، لن يجعل الريليه يشعر بأي عطل .

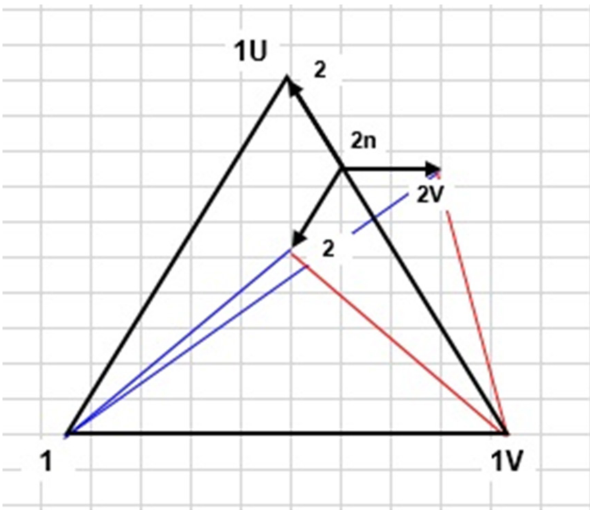
لذا فإن الريليه يشترط وجود تيار عدم اتزان على الفازات الثلاث (3Io) أكثر من 3% من IBase current حسب ABB RET670 relays، ويقابلها تيار في النيوترال (IN) لا يقل عن 50% من قيمة الIdmin base sensitivity.
مع العلم أن وجود تيار على النيوترال فقط يعتبر كافي لعمله بغض النظر عن وجود أي تيار قادم من عدم توازن الثلاث فازات residual current.



Transformer Vector Group

ناقشنا سابقا تفاصيل ال TR PROTECTION SCHEME ، و ذكرنا الحمايات المختلفة لكل محول ، وكيف أن الحمايات تختلف باختلاف حجم المحول وأهميته ، في هذا الجزء من الكتاب سوف نركز بطريقة علمية مفصلة على TRANSFORMER VECTOR GROUP وبأسلوب ممتع....

فكونوا معنا ...



شرحنا سابقا أنه عند استخدام Differential Protection في حماية المحولات فسوف تظهر لدينا عدة مشاكل عملية:

1. منها وجود فروق طبيعية بين التيار الداخل والخارج من المحول ,فالطبع قيمة Primary current سوف يختلف عن قيمة Secondary current نتيجة اختلاف عدد لفات primary winding عن secondary winding .

2. وهناك مشكلة تتعلق بطريقة توصيل المحولات 3-Phase وهل هي مثلا Y–Y أم D - Y (دلتا- ستار) ، (ستار-دلتا) أو غيره، وكل طريقة من هذه الطرق تنشأ علاقة بين التيار الابتدائي والثانوي مختلفة فى القيمة والاتجاه عن الطرق الأخرى .

3. ومن المشاكل التي تواجه TR Diff Protection أيضا أن بعض المحولات تكون مزودة بما يسمى TAP Changer، وغالبا يكـون من النـوع الذى يستخدم أثناء وجود المحول فى الخدمة On-Load TAP Changer .

4. ومن أهم أسباب الفصل الخاطئ للمحولات مرور تيار الـ Inrush Current أو تيار الاندفاع والذي يظهر عند بداية تشغيل المحول، أو حدوث الـ Sympathetic inrush وشرحنا اغلب هذه النقاط بالتفصيل سابقا، ولكننا هنا سوف نركز على النقاط التي تحتاج إلى عمل Compensation factor عند اختبار منحنى الحماية التفاضلية ، مثل الVector group و Zero sequence elimination .

معروف أن محولات 3-ph لها جانبين ، الجانب الأول هو ملفات الابتدائي أو Winding-1 والجانب الأخر هو ملفات الثانوي أو Winding-2، وهذه الWindings ملفوفة على نفس القلب الحديدي. ويمكن أيضا استخدام محولات 1-phase ومن ثم توصيلها خارجيا للحصول على نفس النتائج وكأنها محولات 3ph تماما.

يتم توصيل ملفات المحولات سواء الPrimary windings أو Secondary windings فيما بينها بطرق مشهورة وهي الDelta وStar connection ، وباستخدام توصيلة الدلتا نقوم بتوصيل نهاية كل ملف مع بداية الملف التالي أو العكس ، بينما باستخدام توصيل الستار نقوم بتوصيل نهايات أو بدايات الملفات فيما بينها .

بمعنى أنه يمكن توصيل ملفات الPrimary windings بدلتا أو ستار وبنفس الوقت يمكن توصيل ملفات ال Secondary windings أيضا بدلتا أو ستار، وهذا يعني أن كلا التوصلتين مستقلات تماما عن بعضهما .

تعرف ال Primary windings بأنها الملفات التي يتم ربطها بمصدر التغذية ، بينما Secondary winding هي الملفات التي يتم ربطها بالأحمال بالتالي كلا المصطلحين **يشيران إلى اتجاه تدفق القدرة ، ولا علاقة لهما بمستوى الجهد على أطراف المحول.**

والPrimay هو الجزء المتصل بمصدر التغذية بغض النظر هل هو HV او LV
والsecondary هو الجزء المتصل بالحمل بغض النظر هل هو HV او LV ، وبالتالي فإن اتجاه تدفق القدرة دائما يكون من جهة الprimary إلى جهة الsecondary
عند تشغيل المحولات نبدأ بتشغيل ال primary أولا ثم secondary وعند فصلها فإننا نفصل الsecondary أولا ثم primary .

وهذا يعني أنه عند تشغيل step down transformer الموجود في المحطات الفرعية نشغل الHV أولا ثم الLV وعند فصله نفصل الLV اولا ومن ثم HV .
أما في حالة الPV plant فالمحول يعمل بالنهار كstep up وفي الليل كstep down .

الآن دعونا نعود الى طريقة توصيل ملفات الPrimay وsecondary للمحولات
حيث طريقة توصيل هذه الملفات هي التي تحدد مقدار الزاوية بين جهد الإبتدائي وجهد الثانوي ، ويطلق على هذه الزاوية اسم Phase Displacement أو ممكن أن يطلق عليها اسم Angular Displacement.

إذن ال Phase Displacementهي الزاوية بين جهدين وهما جهد الPhase-N الموجود في HV، و جهد الPhase-N الموجود في LV ، سواء النيوترال كانت نقطة حقيقية كما هو الحال في توصيلة الملفات على شكل ستار ، أو تخيلية كما هو الحال في توصيلة الملفات على شكل دلتا، وتكون الزاوية موجبة إذا كان جهد الLV متقدم على جهد الHV، وتكون الزاوية سالبة إذا كان جهد الLV متأخر عن جهد الHV .

و هنا تم وصف التقدم والتأخر لجهد الLV فقط ، وذلك لأننا اعتبرنا أن جهد الHV هي المرجع الذي لا يتقدم ولا يتأخر ، وافترضنا أن phase sequence rotation المعتمد لمصدر التغذية هو A-B-C phase rotation والمطبق على طرف المحول ذو الجهد المرتفع - HV -side ، وهذا يعني أن اتجاه دوران الPhasor diagram للفازات الثلاث معا في الفضاء هو عكس عقارب الساعة ، وهذا شيء متفق عليه عالميا ، وفقا للمواصفة الأوروبية ذات العلاقة IEC60076-1 .

يعني سوف ترى A ثم B ثم C ثم تعود مرة أخرى A ثم B ثم C وهكذا تبقى مستمرة .

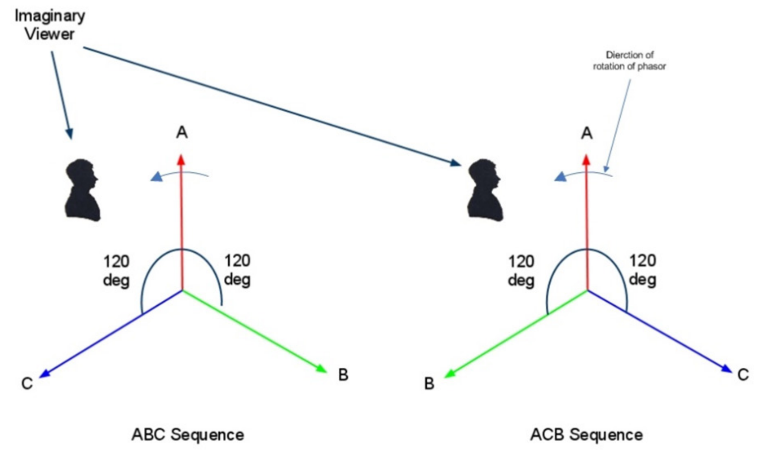
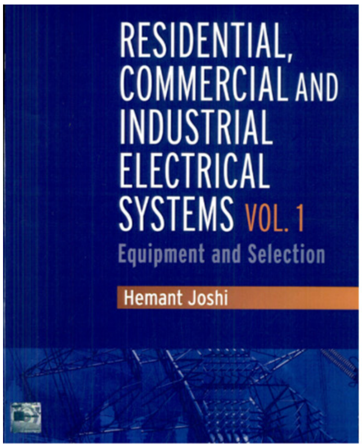
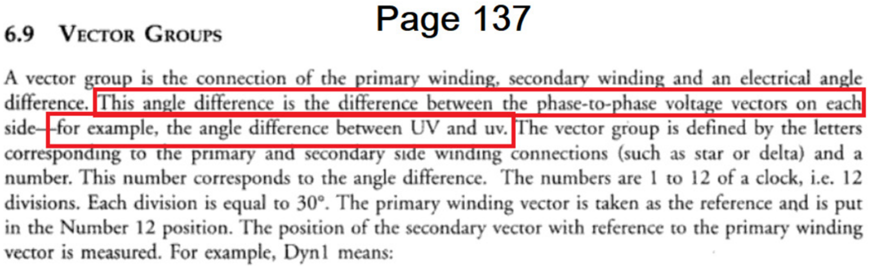


Fig A: ABC and ACB phase sequence, Anti clock wise Rotation

نريد التنويه أن بعض المراجع قام بعمل مقارنة الPhase Shift بين زاوية Phase-Phase على HV مع زاوية الPhase-Phase على الLV ، ومعروف أن هناك فرق زاوية 30° بين الحديث عن فولتيةالL-L و عن فولتية L-N.





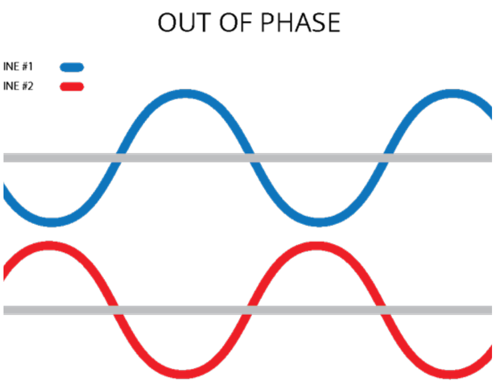
Page 137

6.9 Vector Groups

A vector group is the connection of the primary winding, secondary winding and an electrical angle difference. This angle difference is the difference between the phase-to-phase voltage vectors on each side—for example, the angle difference between UV and uv. The vector group is defined by the letters corresponding to the primary and secondary side winding connections (such as star or delta) and a number. This number corresponds to the angle difference. The numbers are 1 to 12 of a clock, i.e. 12 divisions. Each division is equal to 30°. The primary winding vector is taken as the reference and is put in the Number 12 position. The position of the secondary vector with reference to the primary winding vector is measured. For example, Dyn1 means:

حسب قيمة زاوية Phase Displacement قسمت توصيلة ملفات المحولات إلى عدة مجموعات اتجاهية والتي تسمى بVector group .

فإذا تم توصيل الملفات على كلا جانبي المحول بنفس الطريقة ستار-ستار أو دلتا-دلتا ، فإن زاوية موجة الجهد الثانوي إما أن تكون بنفس زاوية الجهد الابتدائي , وهذا يعني أن فرق الزاوية بينهما صفر أي no phase shift ، وهذا يندرج تحت المجموعة الأولى group-1 ذات الZero phase displacement ورموزها Yy0,Dd0 .



أو أن تكون منعكسة عنها تماما ك out of phase shift بزاوية 180 درجة ، وهذا يندرج تحت المجموعة الثانية group-2 ذات ال180° phase displacement ورموزها Yy6,Dd6 ، أما إذا اختلفت طريقة التوصيلة بين الHV windings و ال LV windings فكان الأول ستار والثاني دلتا أو العكس ، فإن موجة الLV سوف تتزحزح بمقدار 30 درجة كphase shift عن موجة HV والتي هي الفولتية المرجعية دائما , وإذا قلت لك أنها مرجعية بمعنى أن زاويتها دائما صفر نظريا.

فإذا كانت الزاوية 30 بالسالب فإنها تندرج تحت المجموعة الثالثة group-3 ذات ال-30° phase displacement ، ورموزها Yd1 أو Dy1 .

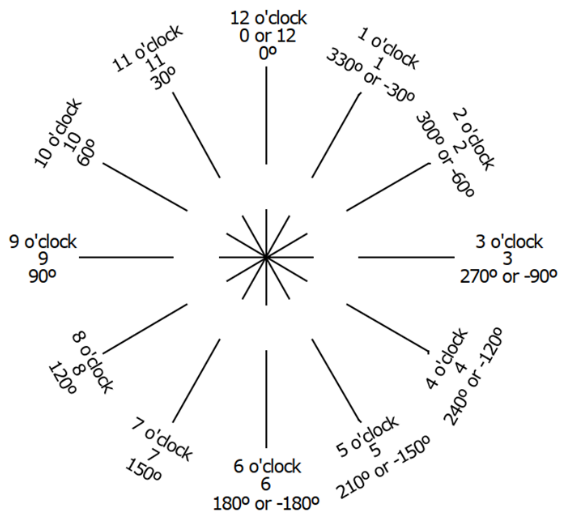
أما إذا كانت الزاوية 30 بالموجب فإنها تندرج تحت المجموعة الرابعة group-4 ذات ال+30° phase displacement ، ورموزها Yd11 أو Dy11 .

وهذه المجموعات الأربعة هو أشهرها فقط وليس كلها ...

Group 1:	0°	phase shift:	Yy0, Dd0, Dz0, Zd0
Group 2:	180°	phase shift:	Yy6, Dd6, Zd6, Dz6
Group 3:	−30°	phase shift:	Dy1, Yd1, Yz1, Zy1
Group 4:	+30°	phase shift:	Dy11, Yd11, Yz11, Zy11

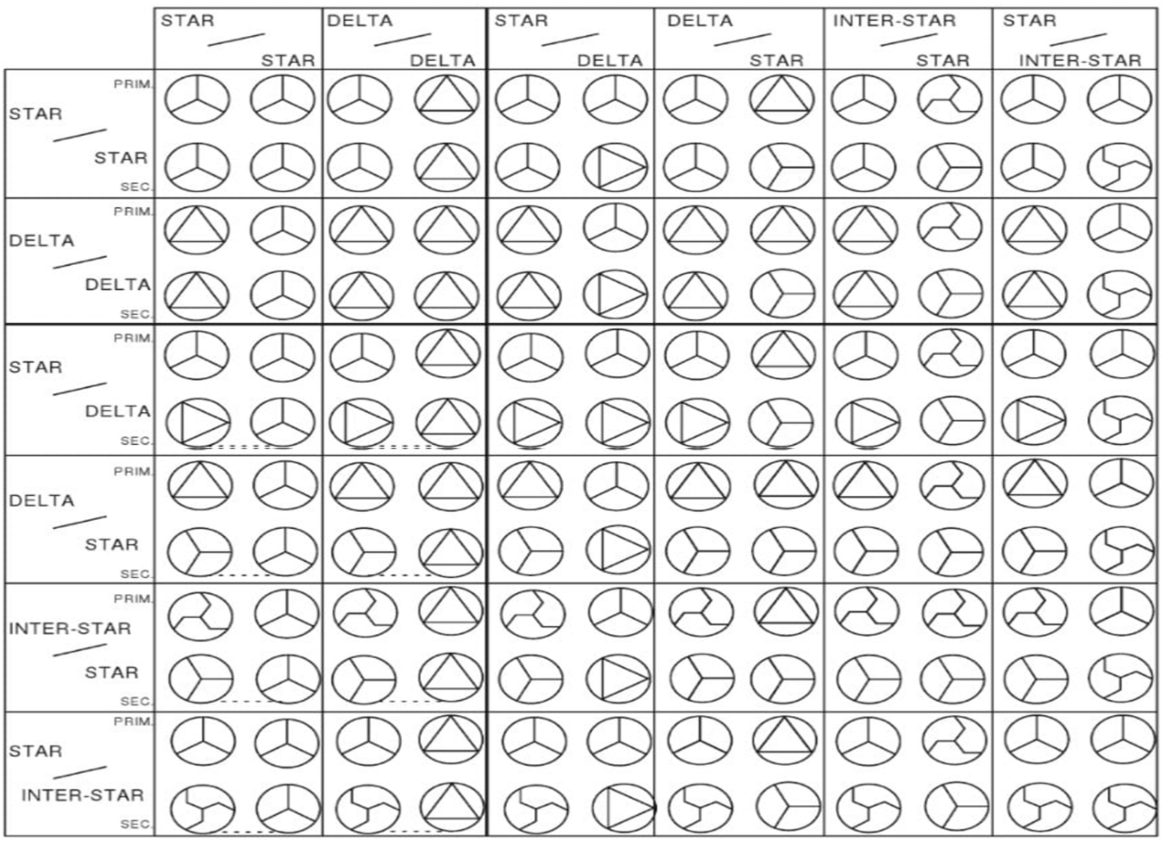
توصف الVector group وفقا للمواصفة الاوروبية IEC 60076-1 باستخدام حروف وأرقام ، حيث الحرف الأول يدل على توصيلة HV windings ويجب أن يكتب ك-CAPITAL LETTER والحرف الثاني يدل على توصيلة LV windings ويجب أن يكتب ك small letter ومن ثم يوضع رقم من 0 الى 11 .

هذا الرقم يدل على عقارب الساعة ، حيث أن دوران العقرب 12 ساعة يعني أنه دار 360 درجة وعاد إلى مكانه، بمعنى دوران كل ساعة يقابل 30 درجة حيث جاءت من 12/360°.

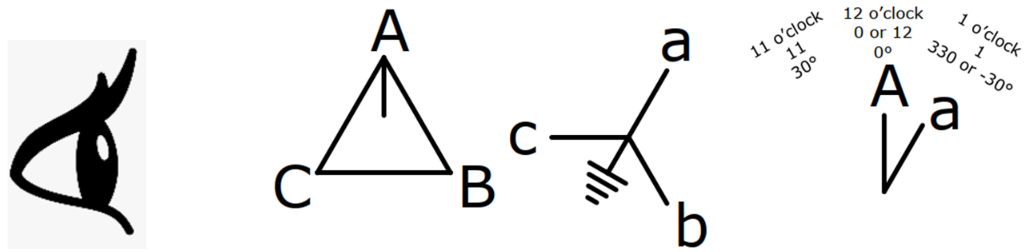


الأرقام من 1-6 يعني أن زاوية الLV متأخرة وهي بالسالب والأرقام من 11-7 يعني أن الزاوية متقدمة وهي بالموجب، والرقم صفر يعني أنه لا متقدم ولا متأخر أي In-phase ، والعقرب الذي يتحرك ويتغير هو LV وهو عقرب الساعات القصير بينما الHV ثابت دائما على الساعة 12 وهو عقرب الدقائق الطويل ، حيث طول المتجه دليل على قيمته . والأرقام الزوجية يعني أنه يجب تشابه طريقة التوصيل بين الHV وLV ، يعني ستار-ستار أو دلتا-دلتا ، بينما الأرقام الفردية تعني أنه يجب أن يكون هناك اختلاف بين طريقة التوصيل مثل أن يكون ستار-دلتا أو دلتا-ستار ، وتوصيلة الزجزاجZ تعامل معاملة الدلتا .

يتم استخدام الحرف N أو n بجانب الحرف الذي يمثل طرف الملفات الموصولة على شكل ستار لتصبح yn (YN) بهدف الإشارة إلى أن نقطة النيوترال تم جلبها خارجا على ظهر المحول من خلال Neutral bushing لتتمكن من ربطها لاحقا بالارض (إن رغبت بذلك)..
أما في حال عدم ذكرها فهذا يعني عدم إمكانية الوصول إلى نقطة النيوترال من خلال bushing مما يعني عدم إمكانية تأريضها أي أن هذه الجهة أصبحت معزولة.
و يتم استخدام الحرف a في محولات autotransformers و يشير إلى ملفات الجهد المنخفض.
و هذا ملخص بجميع التوصيلات الممكن عملها ...

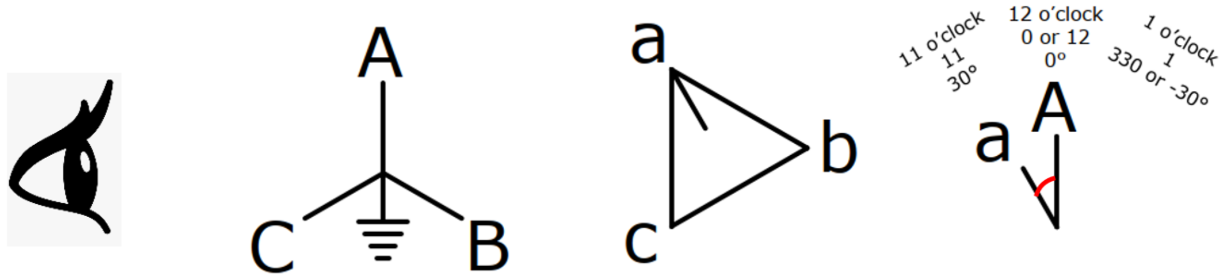


ماذا يعني إذا قلت لك أن الVector group لهذا المحول Dyn1؟ هذا يعني أن HV windings متصلة فيما بينها على شكل دلتا و LV windings متصلة فيما بينها على شكل ستار ، وهذه الستار لها نقطة نيوترال مؤرضة من خلال n ، وإذا لم يذكر هذا الحرف فهذا يعني أن توصيلة الستار غير مؤرضة أي أن النظام معزول عن الأرض ، و موجة الLV متأخرة بمقدار ساعة واحد أي بزاوية ناقص 30 درجة أو ممكن أن نكتبها بهذا الشكل 30 lag ، والمقصود بكلمة متأخر أنه لو وضعت عين على اليسار فإنها سوف ترى متجة A الذي يمثل الHV وبعد تأخر بمقدار 30 درجة سوف يرى متجه a .

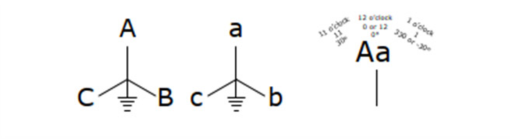
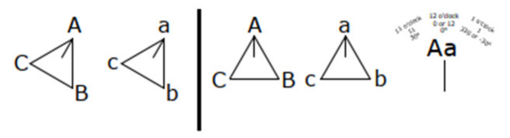
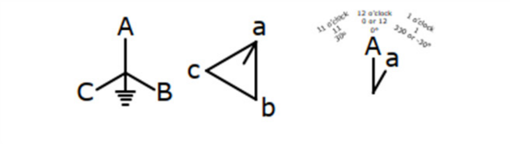
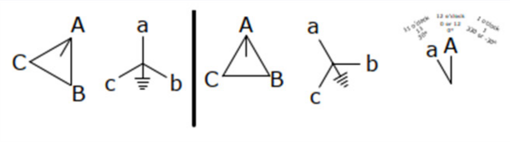
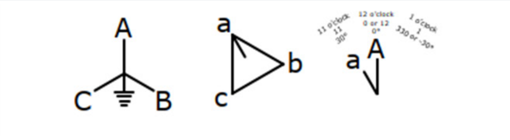
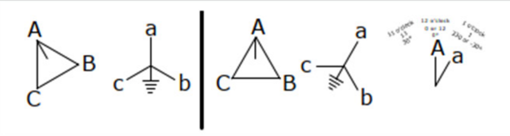


إذا قلت لك أن الVector group لهذا المحول YNd11 ، فهذا يعني أن HV windings متصلة فيما بينها على شكل ستار وهذه الستار لها نقطة نيوترال مؤرضة من خلال N و LV windings متصلة فيما بينها على شكل دلتا .

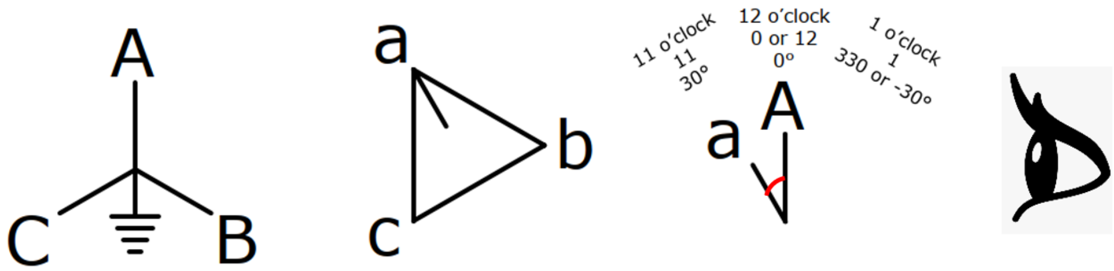
وموجة الLV متقدمة بمقدار ساعة واحد أي بزاوية زائد 30 درجة أو 30 lead ، وهذا يعني أنه عند دوران كلا المتجهين بالفضاء بعكس عقارب الساعة حسب ما افترضنا في نظام الA-B-C ، فإن العين سوف ترى متجه الLV وهو a أولا وبعد زاوية 30 درجة سوف نرى متجهه HV وهو A .



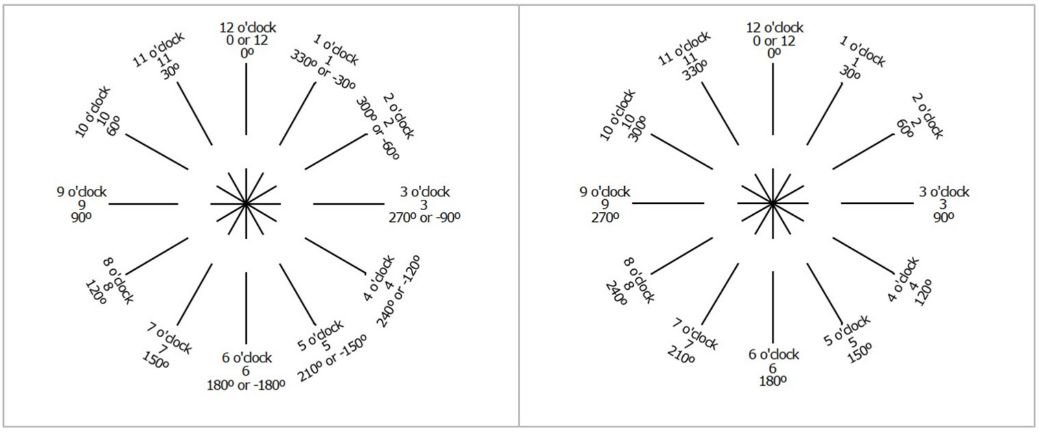
هذا الجدول فيه ملخص الVector group والPhaser diagram الخاص فيه لأكثر من نوع .

PHASE SYMBOL	DESCRIPTION
	Yy0
	Dd0
	Yd1
	Dy11
	Yd11
	Dy1

لو افترضنا أن اتجاه الدوران مع اتجاه عقارب الساعة فإن نظام الدوران يصبح اسمه A-C-B ، بمعنى أنك سوف ترى المتجه A ومن ثم C ومن ثم B ، فإن رؤية الدوران سوف تختلف تماما ، فعند وضع عين على اتجاه اليمين ، فإنها سوف ترى المتجه a متأخر بزاوية 30 درجة في YNd11 .



يعني اتجاه دوران الphasor diagram لمصدر التغذية هل هو Positive seq أو Negative seq مهم جدا في تحديد إشارة الزاوية هل هي موجبة أو سالبة .



إذا كان هناك ABC Positive sequence فيمكن إنشاء Negative sequence عند عمل قلب أو تحويل بين أي فازين فقط مثل أن تقلب المتجه B مع C أو A مع B أو A مع C.

لاحظ أنه عندما كان النظام متزن بين الثلاث فازات فلا يظهر سوى Positive sequence current وباقي الSymmetrical component تساوي صفر .

I L1	1.000 A	0.00 °	50.000 Hz
I L2	1.000 A	-120.00 °	50.000 Hz
I L3	1.000 A	120.00 °	50.000 Hz

I 1	1.000 A	0.00 °	50.000 Hz
I 2	0.00 A	60.00 °	50.000 Hz
I 0	0.00 A	-60.00 °	50.000 Hz

وعندما قمنا بقلب أو تبديل تيار الL2 مع L3 من النظام المتزن ظهر لدينا Negative sequence current .

I L1	1.000 A	0.00 °	50.000 Hz
I L2	1.000 A	120.00 °	50.000 Hz
I L3	1.000 A	-120.00 °	50.000 Hz

I 1	0.00 A	-30.00 °	50.000 Hz
I 2	1.000 A	0.00 °	50.000 Hz
I 0	0.00 A	90.00 °	50.000 Hz

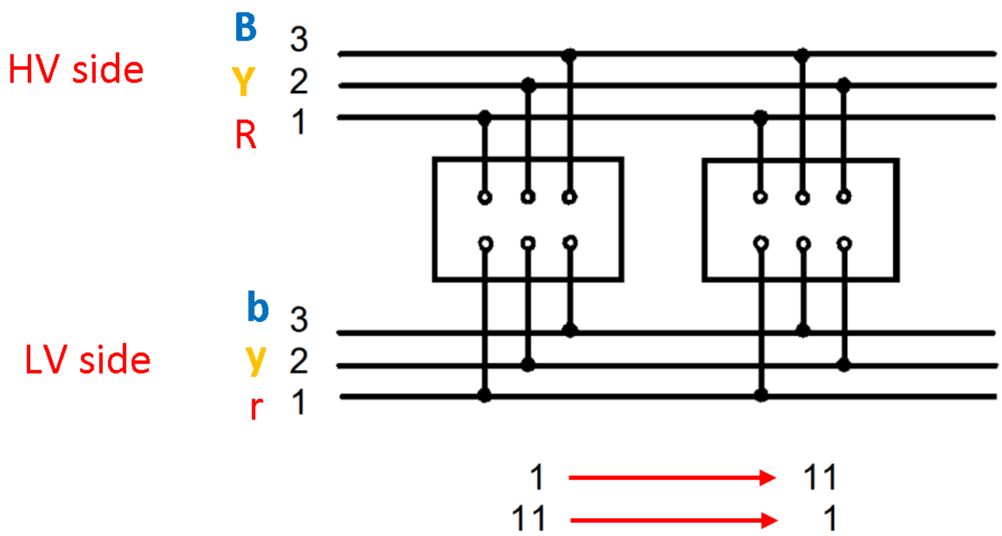
وعندما قمنا بقلب تيار L1 مع L2 من النظام المتزن ظهر لدينا أيضا Negative sequence current .

I L1	1.000 A	-120.00 °	50.000 Hz
I L2	1.000 A	0.00 °	50.000 Hz
I L3	1.000 A	120.00 °	50.000 Hz

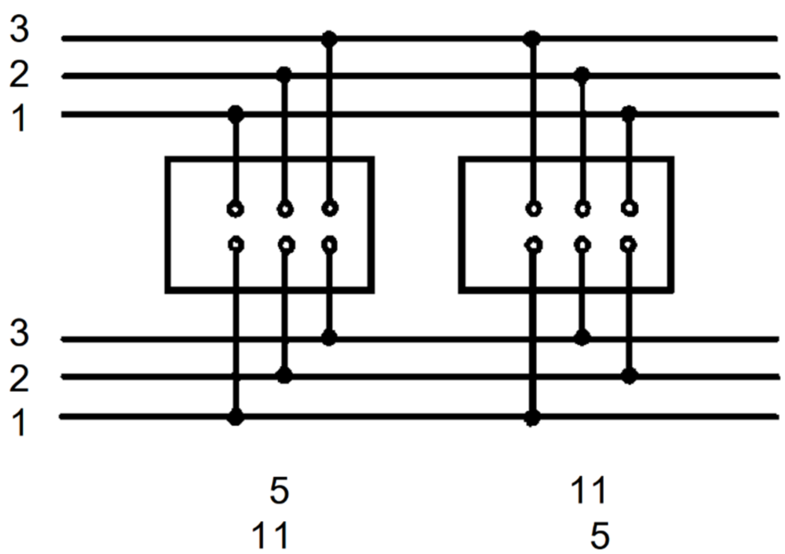
I 1	0.00 A	-30.00 °	50.000 Hz
I 2	1.000 A	-120.00 °	50.000 Hz
I 0	0.00 A	-150.00 °	50.000 Hz

و يمكن أن نستنتج بأنه من نفس التوصيلة يمكن أن نحصل على YNd1 و YNd11 لو قمت بالتبديل فقط بين فازين على كلا الطرفين.

حيث لاحظ في هذه التوصيلة أنه انتقلنا من الرقم 1 إلى 11 من خلال قلب الفاز الثاني مع الثالث ، وكذلك الحال انتقلنا من الرقم 11 الى 1 أيضا من خلال قلب الفاز الثاني مع الثالث على الابتدائي والثانوي للمحول .



ويمكن التحويل من الرقم 5 إلى الرقم 11 أو العكس من خلال هذه التوصيلة .



وبالتالي إذا كان هناك محولين مختلفين في Vector group ونريد توصيلهما على التوزاي ، فإنه يمكن تحويل أحدهما إلى الآخر بدون تغيير التوصيلات الداخلية للمحول .

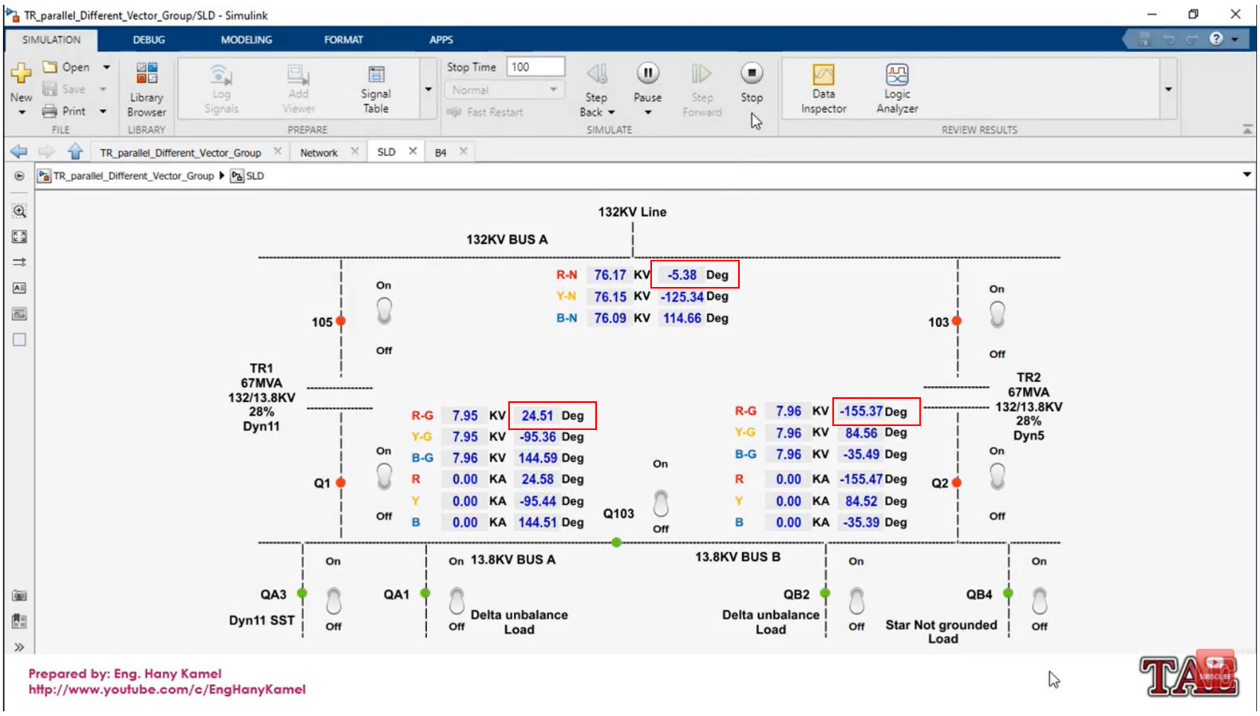
وتتم من خلال اعتبار أن أحد المحولات هو ال reference ومن ثم عمل تبديل بين الأوجه سواء في الإبتدائي أو الثانوي أو كليهما ، وبالتأكيد هذا التحويل يكون بين الأرقام الفردية مع بعضها ، والأرقام الزوجية مع بعضها ، يعني ما بقدر أحول بين الأرقام الفردية مع الزوجية.

وهذا الجدول يظهر لي كيفية عمل تعديلات على التوصيلات الخاصة بالمحول لتحويل أي Vector group إلى آخر ، في حال أردنا توصيل محولين على التوزاي ولهم Vector group مختلف ، وإن كانت صعبة التنفيذ عمليا خاصة مع الجهود العالية.

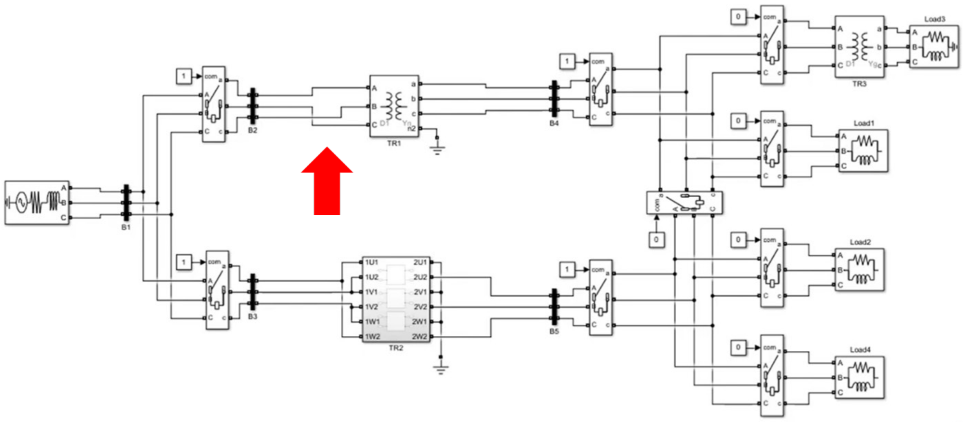
Vector Group	For parallel operation	
	High Voltage Side	Low Voltage Side
1	RST	rst
5	RST STR	trs rst
1	RST	rst
7	RTS TSR SRT	srt rts tsr
1	RST	rst
11	RTS TSR SRT	rts tsr srt
5	RST	rst
7	RTS TSR SRT	rts tsr srt
5	RST	rst
11	RTS TSR SRT	tsr srt rts
7	RST	rst
11	RST STR	trs rst

و حتى الموضوع لا يكون مثل حفظ الخطوات بدون فهم ، فإنه يمكنك بسهولة وضع كلا المحولين على برنامج MATLAB SIMULINK وعمل Run للبرنامج ، وتحليل القراءات ، حيث لاحظ أننا نستخدم محولين أحدهما Dyn5 والآخر Dyn11 على التوازي ولاحظ أن إزاحة الزاوية متقدمة ب°30 في محول Dyn11، بينما إزاحة الزاوية متأخرة ب°150 في محول Dyn5.

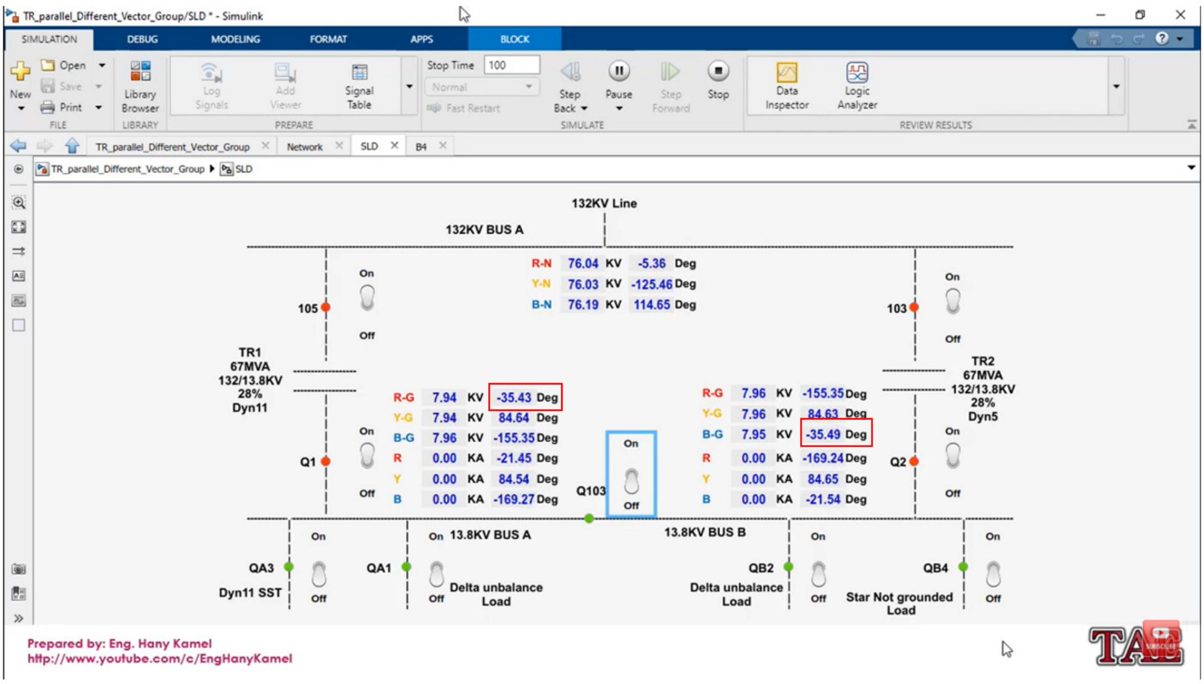
هدفنا هو أن يكون كلا المحولين لهم نفس الزوايا تماما حتى نستطيع ربطهم على التوزاي ، لأنه لو تم ربطهم بهذا الشكل سيحدث مرور ما يعرف بال circulating current حتى لو كان الحمل مفصولا (No load) ، بالطبع هذا التيار يمثل فقد للقدرة غير مرغوب بالإضافة أن التحميل سوف يكون غير متوازن على كلا المحولين ، و قد يحدث لأحدهما over Load ، وربما يفصل.



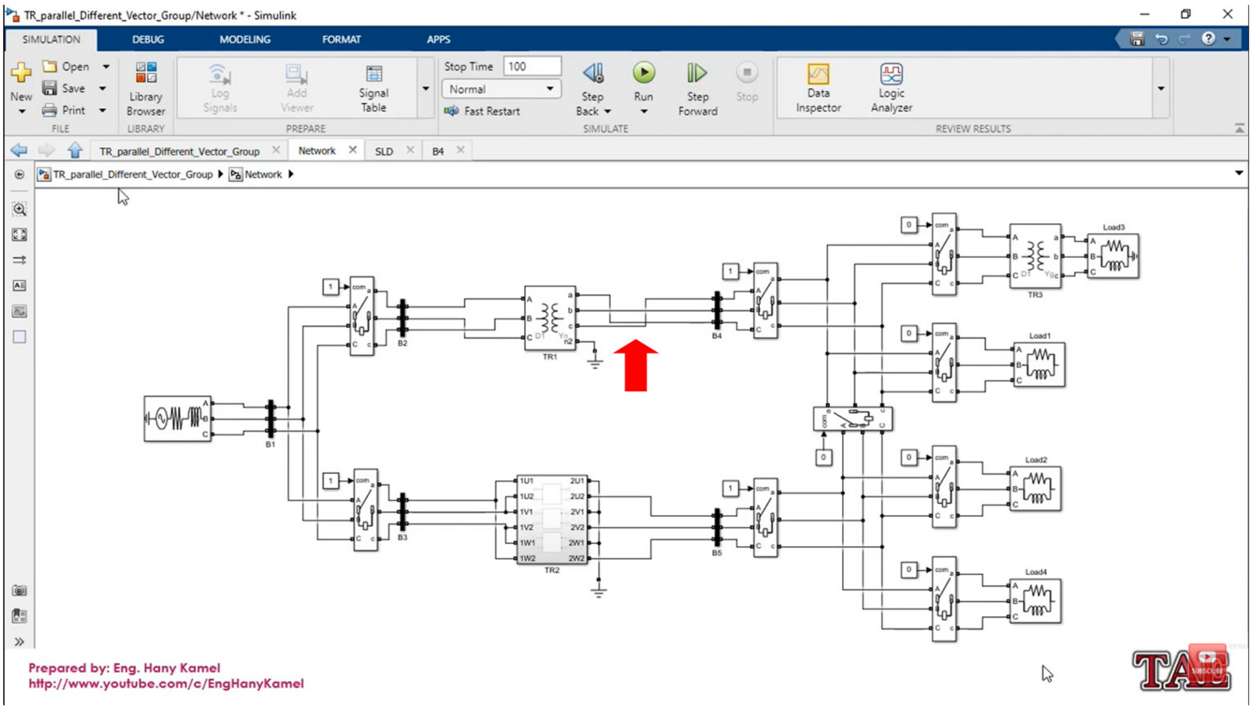
نقوم بعمل تبديل بين الفاز Y مع B جهة الHV على محول TR-1 على اعتبار أن الTR-2 هو المرجع لنا ومن ثم نعمل Run مرة أخرى .



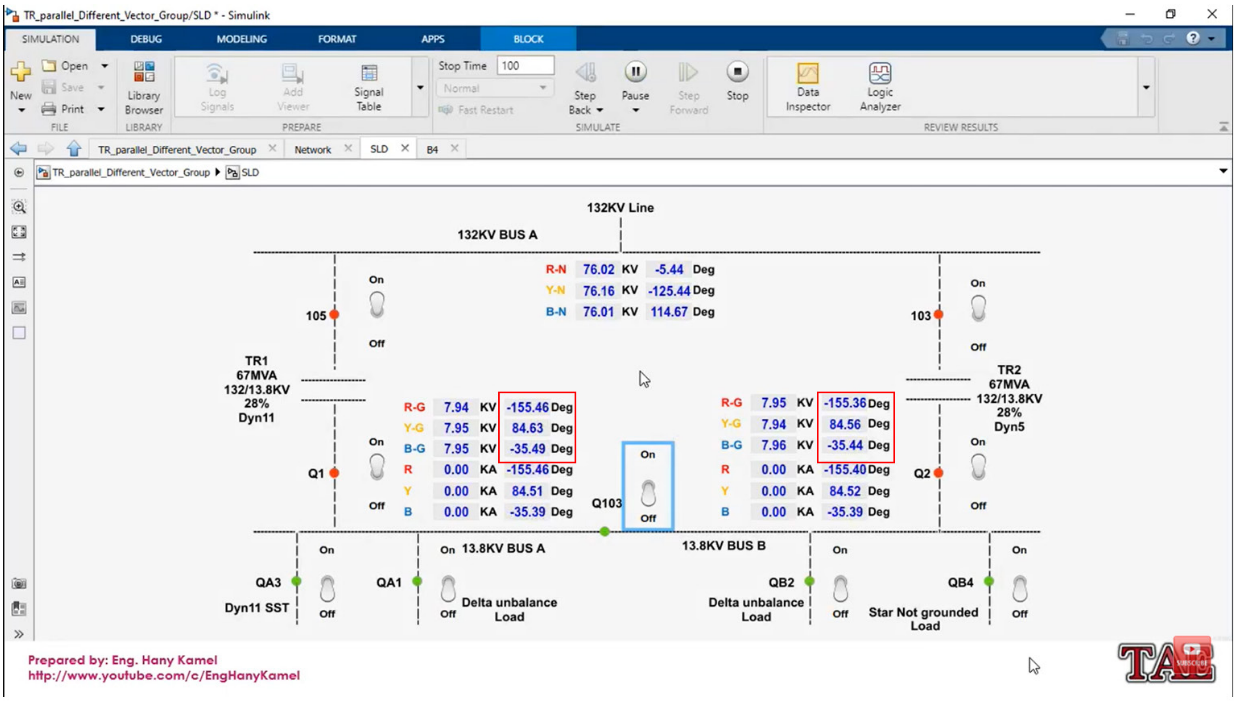
ونلاحظ أنه ما زال هناك اختلافات بين زوايا الجهود بين المحولات ، حيث نلاحظ أن زاوية الR في المحول الأول يقابلها زاوية الB في المحول الثاني والB في المحول الأول يقابلها الR في المحول الثاني .



لذا نقوم بتبديل R مع الB على المحول الأول ، ونعمل Run للتأكد من أن الزوايا بين المحولين أصبحت صحيحة .



لاحظ الآن تطابق الزوايا بين المحولين وهو المطلوب لعمل المحولين على التوازي.



على ماذا يعتمد اختيار الVector group المناسب للمحول؟

يعتمد اختيار الVector group المناسب على عدة عوامل يجب اخذها بالاعتبار عند عمل الدراسات المختلفة وقبل إنشاء أي محطة كهربائية :

1. دراسة نسبة التوافقيات وازالتها ، حيث أحد الطرق المميزة والجديدة لإزالة التوافقيات في الشبكة هو جعل التوافقيات تلغي بعضها بعضا Harmonic cancellation فكل توافقية لها قيمة وزاوية فاذا استطعنا ان نجمع التوافقيات بحيث يكون المجموع الاتجاهي يساوي صفر ، فهذا يعني أننا استطعنا منع التوافقيات بدون استخدام أي Filters ، ويمكن تحقيق هذه الفكرة من خلال اختيار Vector group مناسب .

2. دراسة هل سوف يتم توصيل المحولات على التوازي أم لا ، حيث يجب على جميع المحولات المتصلة على التوزاي أن يكون لها نفس الVector group ونفس phase angle shift ونفس ال polarity ونفس ال phase sequence وغيرها من الشروط ربط المحولات على التوازي

3. دراسة نظام الحماية وهل يحتوي على Earth fault protection أم لا ، حيث لا يمكن كشف الأعطال الأرضية لو كانت المحولات متصلة على شكل دلتا أو ستار غير مؤرضة !

4. دراسة طبيعة الأحمال الغير خطية كالأفران الكهربائية أو VFDs وذلك لأنها تولد توافقيات أيضا ويجب استخدام Vector group مناسب يقلل من أثرها قدر الإمكان.

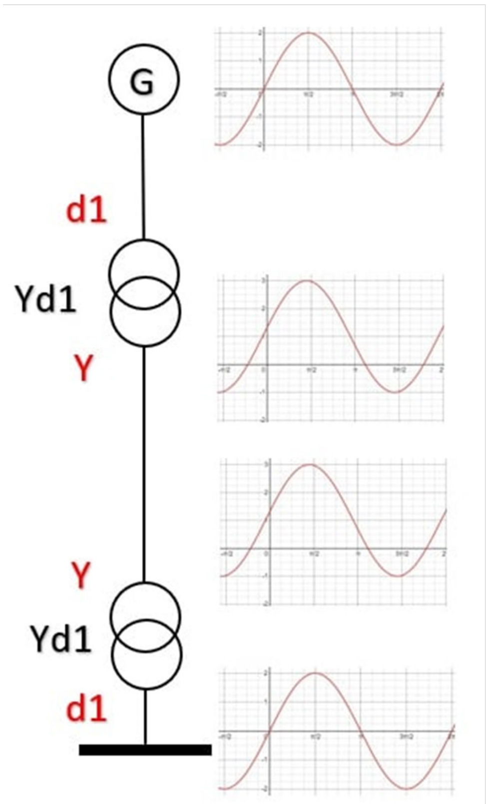
5. يفضل يتم توصيل ملفات المحولات القريبة من التوليد على شكل دلتا حتى لا يحدث انتقال حالات عدم التوزان أو الأعطال الأرضية من المولد إلى الشبكة ومن الشبكة إلى المولد حيث تمتاز توصيلة الدلتا بأنها تمنع مرور الZero sequance current أو 3th Harmonic current ومضاعفاتها بالعبور من خلالها ، حتى لا تسبب اهتزازات عنيفة Vibrations للمولد.

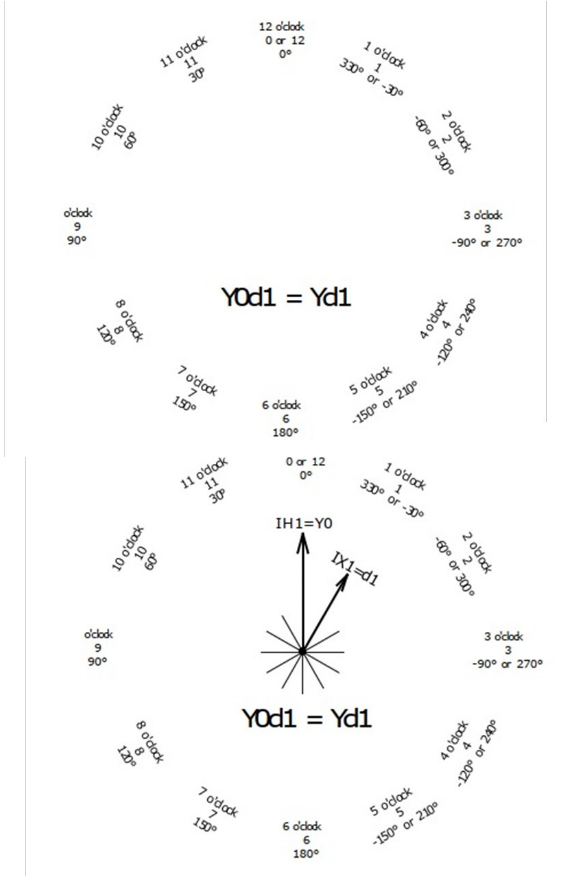
6. يفضل توصيل ملفات المحولات القريبة من الأحمال على شكل ستار لتوفير نيوترال للمستهلكين

7. يفضل استخدام محولات ستار ستار في Transmission لكي يسهل ربط الشبكة ببعضها بدون تعقيدات فنية أو تصنيعية في المحول ، وحتى نكون قادرين على إنشاء نقطة نيوترال وعليه فإننا نتجنب محولات التأريض قدر الإمكان ، بالإضافة إلى تقليل تكلفة العزل وذلك لأن الفولتية في الستار أقل منها في الدلتا بنسبة جذر3 .

8. يفضل استخدام Dyn1 أو Dyn11 في محولات التوزيع وذلك لكي أمنع التوافقيات من الانتقال إلى الشبكة من خلال الدلتا وخاصة التوافقيات الفردية وحتى نمنع انعكاس الأعطال الأرضية من جهة الأحمال إلى الشبكة .

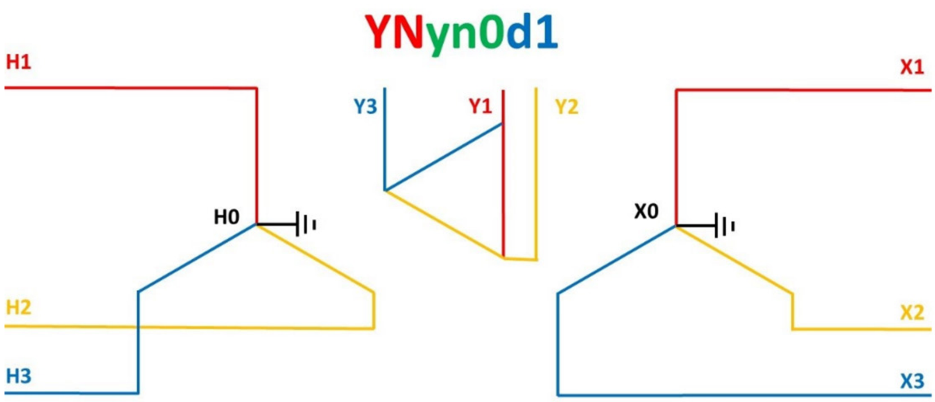
لو كان هناك محول step-up جهة التوليد Yd1 حيث الدلتا جهة التوليد ذات الفولتية الأقل فهذا يعني أن موجة الفولتية جهة الHV على خط النقل سوف **تتقدم** بزاوية 30 درجة ، وذلك لأن تأخر LV بزاوية 30 درجة يعني نسبيا تقدم للHV لو افترضنا أن المرجع هو LV وهو جهد التوليد ، يعني إما أن أقول Delta L-30° مع Star L 0° أو أقول Delta L 0° مع Star L+30° ، ولتعويض هذا التقدم فإننا نضطر أن نستخدم محول في الطرف الآخر step-down ليكون Yd1 حيث الY يستقبل جهد الY القادمة و1 تعني أن زاوية الجهد على طرف d **متأخرة** بزاوية 30 درجة ، بالتالي أصبح الجهد النهائي بزاوية صفر حيث تقدم 30 درجة ومن ثم تأخر 30 درجة ورجع كما تم توليده من الأساس قبل محول step-up .





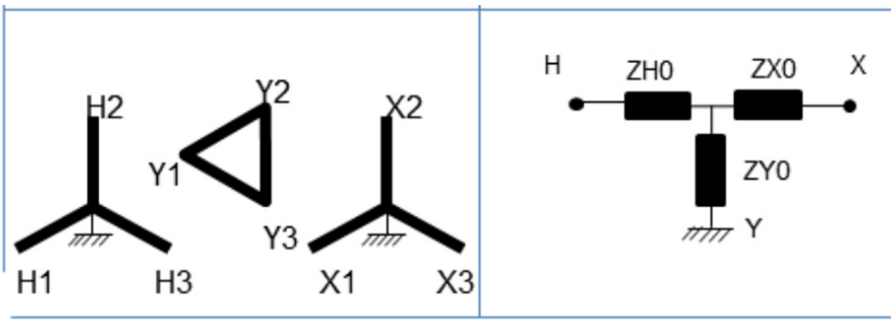
إذا قلت لك أن الVector group لمحول هو YNynd1 ، فهذا يعني أن هذا المحول يوجد به ثلاث ملفات Three windings Transformer :

- الأول HV Windings Star connected مع الأرض
- الثاني LV windings Star connected مع الأرض
- الثالث TV Tertiary Voltage windings Delta connected



و يستخدم الملف الثالث للمحول والذي عادة ما تكون توصيلته دلتا لعدة تطبيقات منها استخدامه ليقوم بوظيفة الAux.transfomer بتغذية أحمال المحطة ، أو يمكن استخدامه لغايات اختبار محول القدرة حيث نقوم بتطبيق جهد من خلاله .

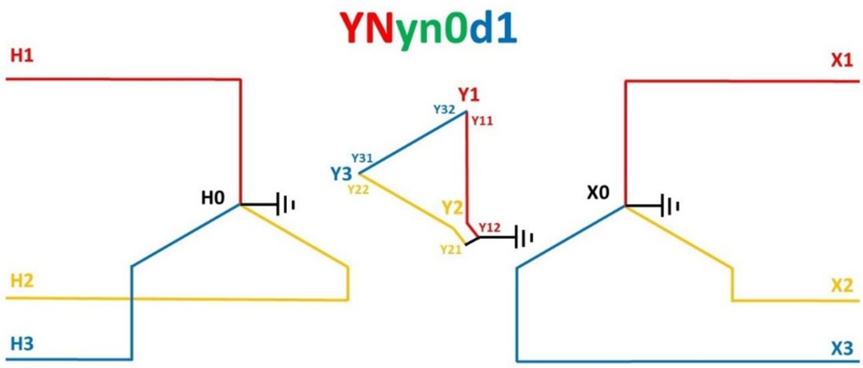
ويمكن استخدامه كStabilizing winding لغايات تقليل مقدار zero seq impedance بهدف إيجاد مسار لتيارات zero seq currents وthird harmonic currenrs أثناء الأعطال الأرضية والأحمال غير المتماثلة .



أما بخصوص ضرورة تأريض ملف tertiary كما هو ظاهر في الصورة، فالسبب يعود لكون ترك الملف غير مؤرض أو بمعنى اخر floating، سيعرضه لنوعين من الحث وهما :

- الحث الكهرومغناطيسي وينتج عن وجود جهد على أحد الملفات والحث المتبادل فيما بينها .
- الحث الكهروستاتيكي وينجم عن المواسعات المختلفة بين الملفات مع بعضها وبين الملفات والأرضي .

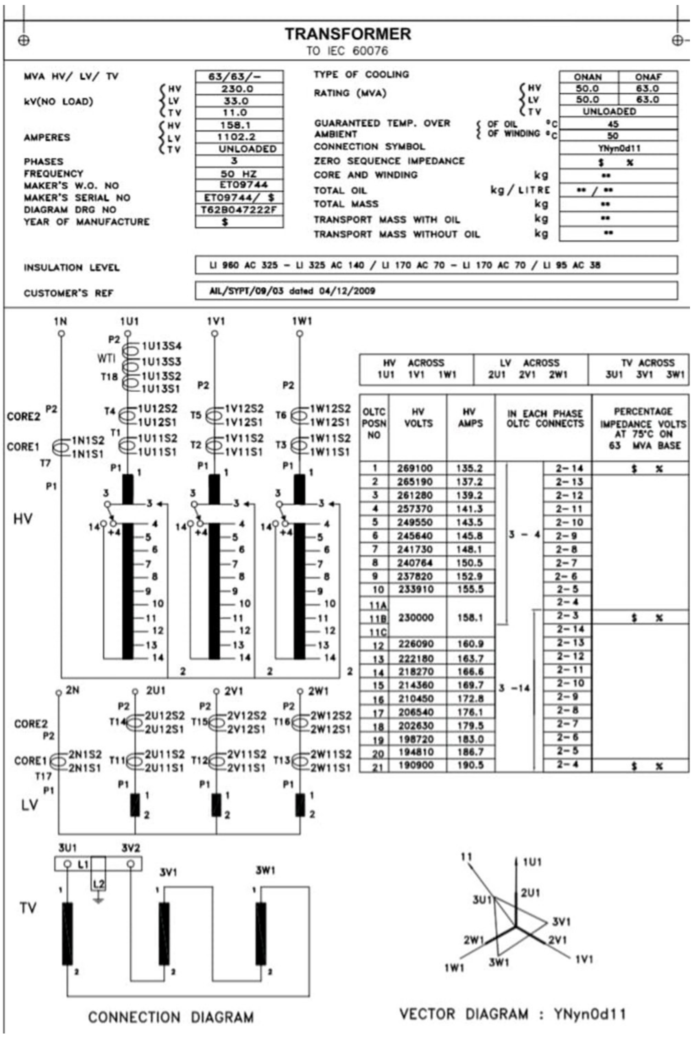
تزداد خطورة النوع الثاني عن النوع الأول بسبب اضطراب قيمة هذه المواسعات المكافئة ولأسباب مختلفه كتعرض المحول لصعقة كهربائية أو حدوث non idential switching للأحمال خلال عدم عمل جميع أقطاب CB معا أثناء الفتح أو الإغلاق، أيضا في حال حدوث أعطال أرضية أو بين الفازات .



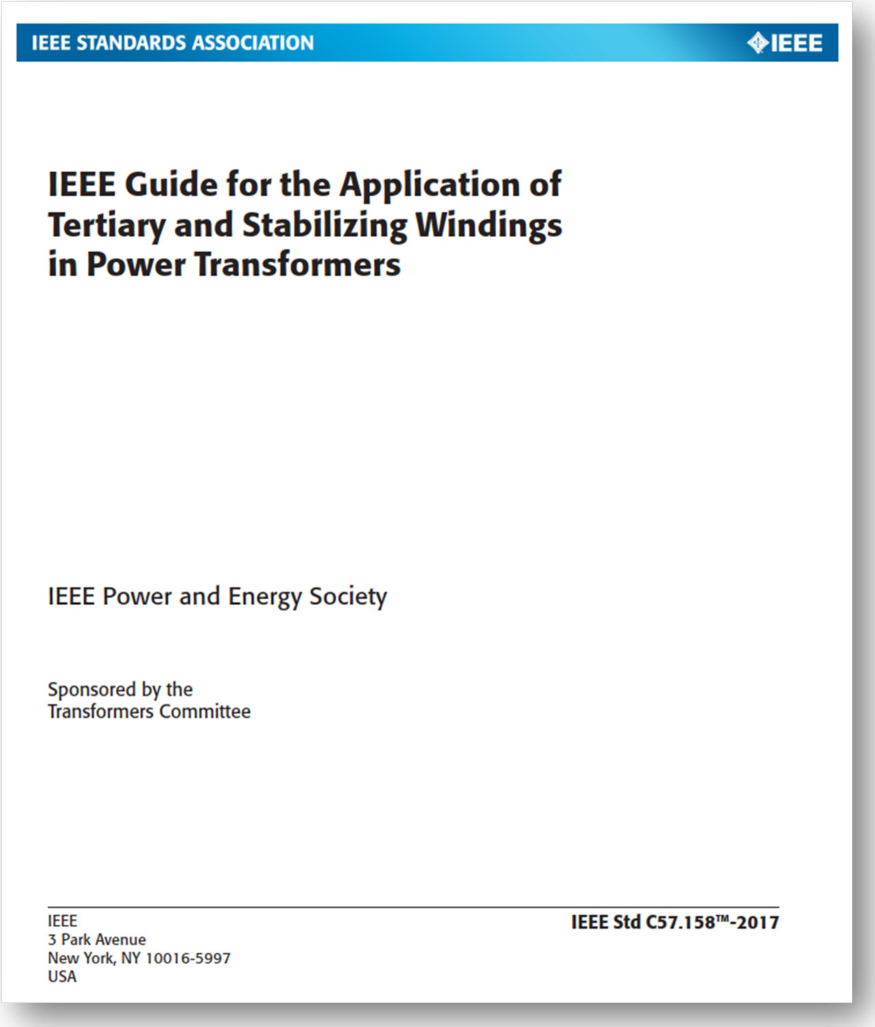
كل ما سبق قد يؤدي في حال كان ملف الدلتا غير مؤرض إلى نشوء جهود لحظية عاليه جدا على أطرافه تتجاوز قيمة basic impuls insulation level للملفات tertiary ومن ثم تدمير العزل الخاص فيها.

ولهذا يوصى دائما بتوصيل أحد أطرافها بالأرضي في حال عدم وجود حمل عليها ، أما في حال كونها مستخدمة لتغذية أحد الاحمال فيتم ربطها عن طريق surge arrrestor لتجنب ما سبق.

هذه صورة لName plate لمحول فيه 3-Windings ، بحيث يمكن لنا التحويل من 230kV إلى 33kV باستخدام ملفات الHV و LV ، ويمكن التحويل من 230kV إلى 11kV باستخدام ملفات الHV و TV، ولاحظ كيف أن الدلتا مؤرضة .



ولمن أراد أن يبحر بخصوص Tertiary and Stabilizing Windings لمحولات القدرة والدخول في تفاصيلها فعليه بهذا الستاندرد الخاص بIEEE .


IEEE STANDARDS ASSOCIATION IEEE

IEEE Guide for the Application of Tertiary and Stabilizing Windings in Power Transformers

IEEE Power and Energy Society

Sponsored by the
Transformers Committee

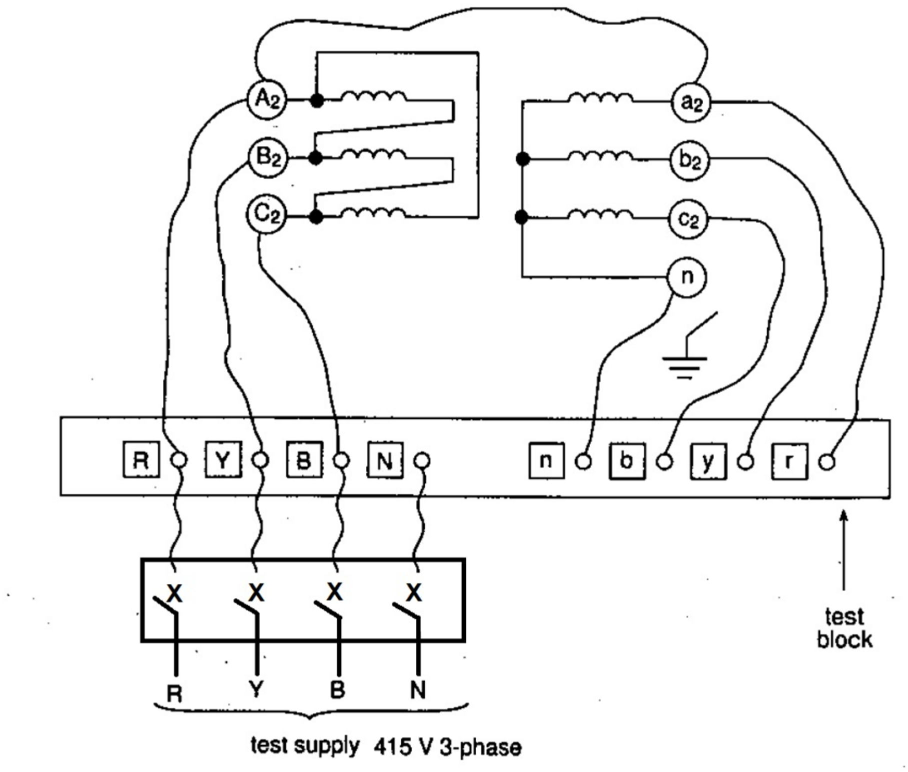
IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997
USA

IEEE Std C57.158™-2017

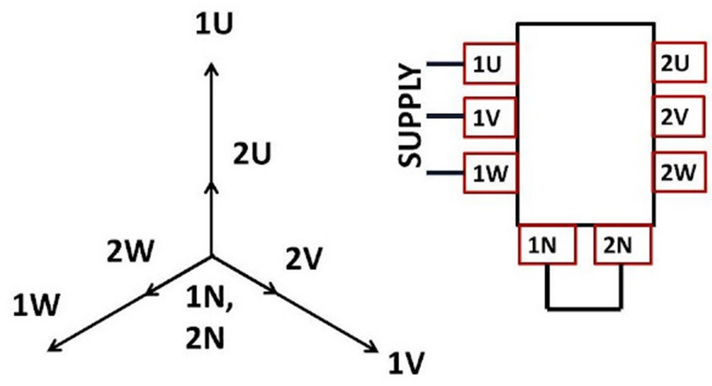
كيف نختبر الVector group للمحولات ؟

عادة ما يكون اختبار الVector group هو أحد الاختبارات الأساسية للمحول للتأكد من أن Phase shift بين HV وLV للتوصيلات الداخلية هي نفسها المذكورة في الName Plate، والطريقة التقليدية لإجراء هذا الاختبار عن طريق تطبيق جهد 3ph على HV side من خلال MCCB أو فيوزات لكي تفصل إذا حدث أي عطل أثناء الاختبار ، ونحصل على هذا الجهد من خلال مولد مستقل أو من خلال سحب كيبل من لوحات LVAC أو ACDB ، ومن ثم نقوم بتوصيل Jumber بين أحد ملفات الHV مع أحد ملفات الLV، بهدف جعل فرق الجهد بينهم صفر، ومن ثم نطبق phasor diagram لكل winding على الآخر بناء على أين وضعت هذا الJumber .

وقبل عمل ON لهذا الMCCB فإننا نقوم بتوصيل جميع HV و LV Terminal إلى test block وهي خشبة مدقوق فيها مسامير لإجراء عمليات القياس من خلالها وليس على المحول نفسه حتى لا تصاب بصعقة كهربائية بالخطأ أثناء القياس .



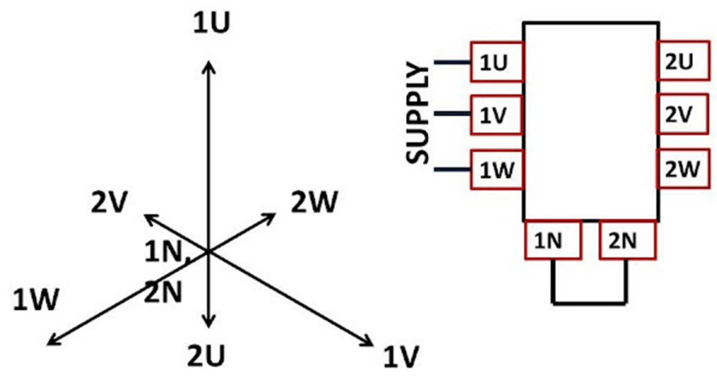
في محولات YNyn0 فإننا نضع Jumber بين n و N كما هو ظاهر في الصورة لاحظ أن 1N و2N اصبحوا كأنهم نقطة واحدة في الPhasor diagram .



ومن ثم نعمل ON للMCCB ،و باستخدام ملتيميتر عادي ، نقيس فرق الجهد بين 1U-1N و2U-2N ومن ثم نقيس فرق الجهد بين 1U-2U والمفروض أن فرق الجهد بينهم يكون هو نفسه الجهد الكبير – الجهد الصغير .

V(1U,2U)=V(1U,1N)-V(2U,2N)

و لو كان توصيلة الVector group هي YNyn6 ، فإنه عند عمل Jumber ومطابقة ال Phasor diagram فوق بعضهم فسوف يكون بهذا الشكل .

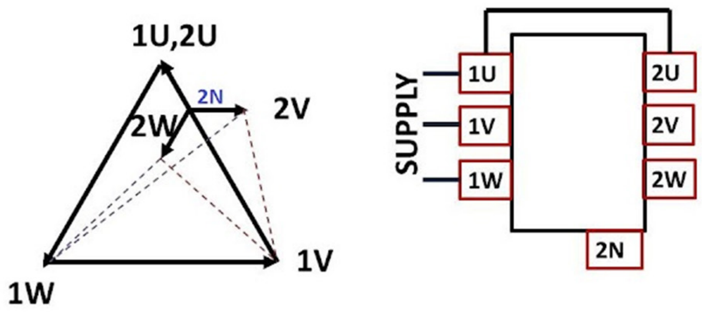


فعند قياس فرق الجهد بين 1U-2U بالملتيميتر فإن فرق الجهد بينهم هو مجموع الجهد الكبير + الجهد الصغير ، حيث لاحظ أن طول المتجة ازداد و معروف أن طول المتجة دليل على قيمته.

V(1U,2U)=V(1U,1N)+V(2U,2N)

والنتيجة أنه إذا قيمة فرق الجهد الكلية بين 1U-2U أقل من أعلى جهد كل فيز على حدى فهو YNyn0 واذا فرق الجهد أعلى من أعلى جهد كل فيز على حدى فهو YNyn6 .

أما إذا كان الVector group للمحول من نوع Dyn11 ، فنقوم بعمل Jumber بين فاز جهة الHV side وآخر جهة الLV Side كما هو ظاهر في الصورة ، و من ثم نرسم ال Phasor diagram لكل جهة ونطبقهم على بعض ، حيث لاحظ أننا أطبقنا 1U على 2U لجعل فرق الجهد بينهم صفر بسبب الJumber الذي أضفناه في الموقع .



Dyn11 TRANSFORMER

ومن ثم نقيس فرق الجهد بين ملفات الHV وملفات LV ونسجلهم في جدول ومن ثم نقارنهم بهذه الشروط التي استنتجناها من الرسمة ، حيث الجهد من 1U الى 1V هو مجموع الجهد من 1V إلى 2N بالإضافة إلى جهد 2U إلى 2N .

1. V(1U,1V)=V(1V,2N)+V(2U,2N)

و أن جهد ال1V إلى 2W يجب أن يكون نفسه جهد 1V إلى 2V .

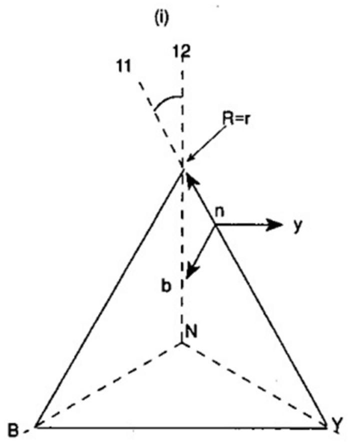
2. V(1V,2W)=V(1V,2V)

و أن جهد ال1W إلى 2V يجب أن يكون أكبر من جهد 1W إلى 2W .

3. V(1W,2V)>V(1W,2W)

فإذا تحققت هذه الشروط فهذا يعني أن الVector group لهذا المحول هو Dyn11 .

و هذا الجدول يظهر نتائج اختبار الVector group لمحول من نوع Dyn11، ونريد التنويه قبل إجراء الاختبار يجب فصل النيوترال للLV عن الأرض لتجنب نشوء أي Circulating current يرتفع من درجة حرارة الjumber أو ربما احتراقه، و أن يكون قيمة rated current للفيوز أو MCCB أكبر من قيمة الMagnitizing current اللي ممكن تنشأ من تطبيق جهد 415 فولت على المحول ، وعادة ما تكون قيمة ال Magnitizing current تساوي 1% من قيمة الRated current عند تطبيق Rated HV، فنقوم بإيجاد قيمة ال-HV Rated current ومن ثم أخذ 1% منه ومن ثم عكس هذه القيمة في حال تطبيق جهد 415 فولت من خلال النسبة والتناسب ، **يعني بسأل نفسي إذا HV أعطاني قيمة تيار كذا ، فكم سوف يكون التيار عند تطبيق 415فولت؟!**

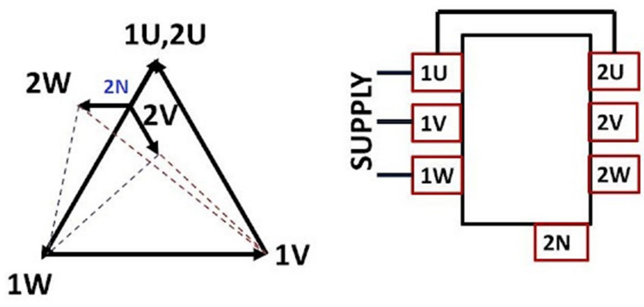


Vector group test voltage results

	R	Y	B	N	r	y	b
R	X	X	X	X	X	X	X
Y	425	X	X	X	X	X	X
B	425	420	X	X	X	X	X
N	250	250	245	X	X	X	X
r	0	425	425	250	X	X	X
y	139	317	435	213	139	X	X
b	141	319	309	107	141	137	X
n	82	343	365	165	82	81	83

X = not required

أما إذا كان الVector group للمحول من نوع Dyn1 ، فنقوم بعمل Jumber بين فاز جهة الHV side وآخر جهة الLV Side كما هو ظاهر في الصورة .



Dyn1 TRANSFORMER

فيجب عمل جميع قياسات الجهود ومقارنتها بهذا الشروط كما في الطريقة السابقة تماما .

1.V(1U,1W)=V(1W,2N)+V(2U,2N)

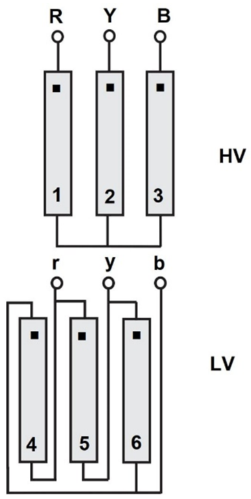
2. V(1W,2W)=V(1W,2V)

3. V(1V,2W)>V(1V,2V)

وهنا نريد التنويه على نقطه مهمة أنه أثناء هذا الاختبار لا يهم أين تضع الJumber بالضبط ، يعني غير إجباري أن يكون بين U1 وU2 ، بإمكانك وضعه في المكان الذي تريده ولكن الإجباري هو أن تعكسه كما هو على Phasor diagarm ، بالإضافة أن هذا الاختبار ليس الهدف منه فحص TR Ratio بقدر أن يكون الاهتمام بمقارنة القيم الناتجة وتحقيقها للشروط المذكورة فقط .

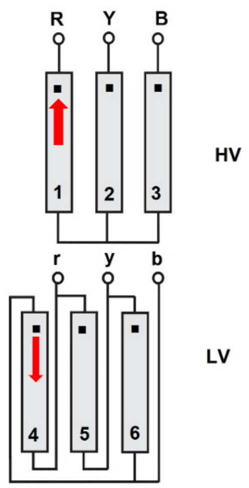
وآخر موضوع ممكن نتكلم فيه في هذه الجزئية أنه لو كان أمامك توصيلة وطلب منك معرفة الVector group لها ، فيتم ذلك من خلال إعادة توزيع التيارات على طرفي المحول والمقارنة فيما بينهم.

مثال : ما نوع الVector Group لهذه التوصيلة؟

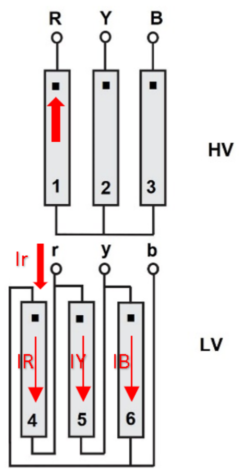


نقوم دائما بافتراض دخول التيارات من جهة الدلتا وخروجها من جهة الستار، وذلك باعتبار أن مصدر التغذية مربوط على طرف الدلتا بينما مجموعة من الأحمال المتزنة مربوطة على طرف الستار ، ومن ثم تعامل كل فاز وكأنه محول single phase ، وبتأخد بعين الاعتبار polarity dot .

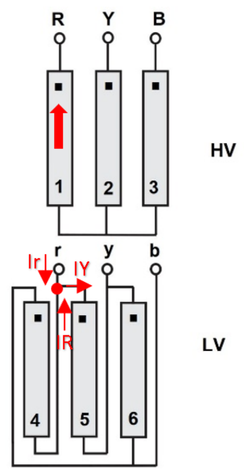
التيار لما يدخل على polarity dot في طرف primary لازم يخرج منها في طرف secondary والعكس بالعكس ، لذا نوحد اتجاه التيارات داخل ملف الدلتا ومن خلال قانون كيرشوف نجد أن IY ناتجة من مجموع الIr مع الIR عند هذه الNode ، ونفترض أن قيمة التيار هي 1A للتسهيل .



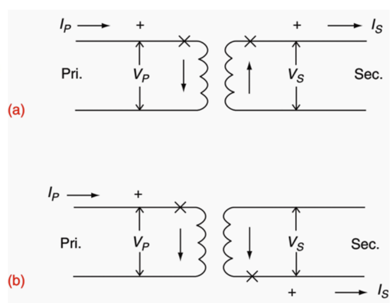
1



2



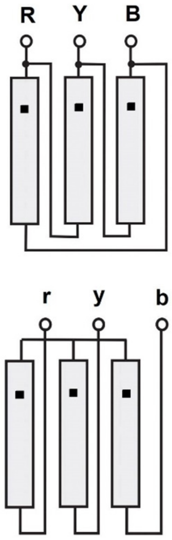
3



$$I_r + I_R = I_Y$$

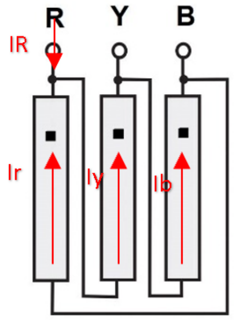
$$I_r = I_Y - I_R = (1\angle -120°) - (1\angle 0°) = \sqrt{3}\angle -150°$$

إذا كان تيار الHV هو المرجع فإن زاويته تساوي صفر دائما، وهذا يعني أن زاوية تيار الLV متأخرة ب150°، وكل 30 درجة تساوي ساعة واحدة ، فهذا يعني أن ال150° هي 5 ساعات ، وعليه فإن الVector Group لهذه التوصيلة هو Yd5.



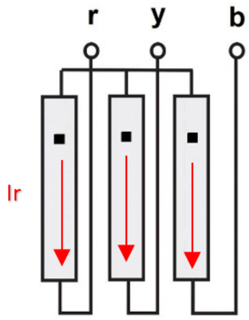
ما نوع هذا الVector Group ؟ Dy1 ,Dy3 ,Dy5 ,Dy7 ,Dy11

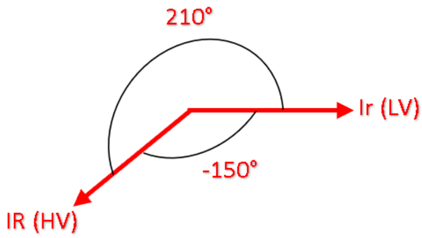
الحل : أول اشي بنفرض التيارات على طرف الستار balanced ، بعدها نستخرج اتجاه التيارات داخل الدلتا ومن ثم بنعمل KCL على أحد زوايا الدلتا .



$$I_r + I_R = I_y$$

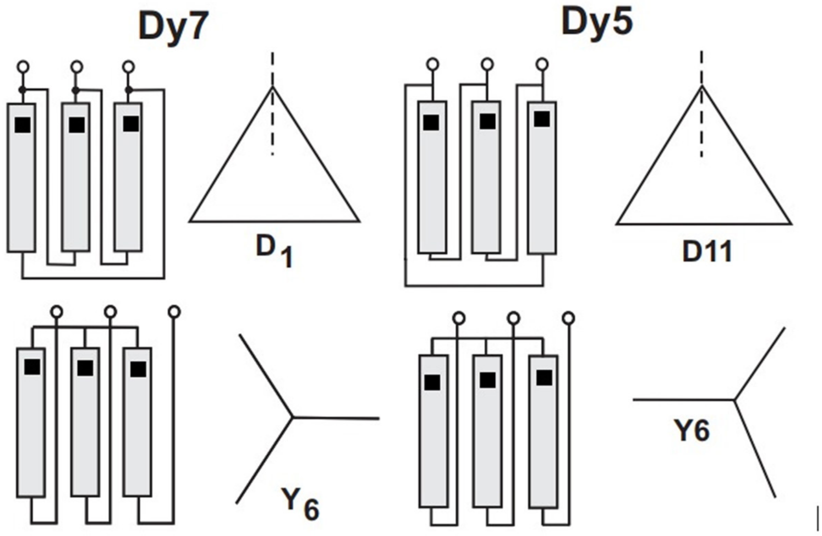
$$I_R = I_y - I_r = (1\angle -120°) - (1\angle 0°) = \sqrt{3}\angle -150°$$





و بالتالي فإن الHV متقدم عن الLV بزاوية 210° وبالتالي فهي Dy7، و يمكن القول أيضا أن الLV سوف يكون متأخر عن الHV بزاوية 210° .

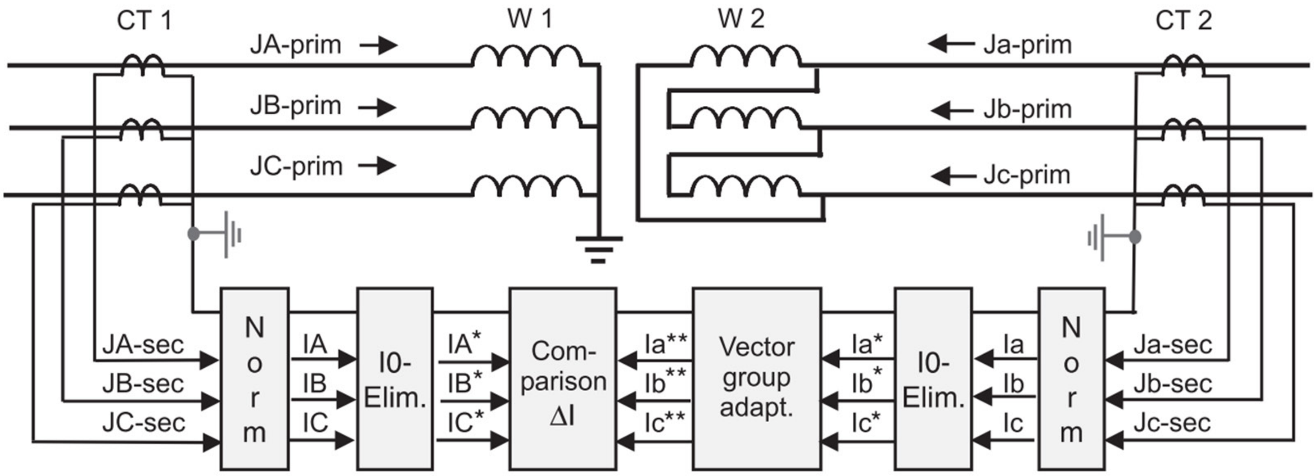
و لو كانت Dy5 لكان الHV متقدم عن الLV بزاوية +150° ، و يمكن القول أيضا أن ال LV متأخرة عن الHV بزاوية 150° ويمكنك تطبيق نفس الطريقة على هذه التوصيلة .

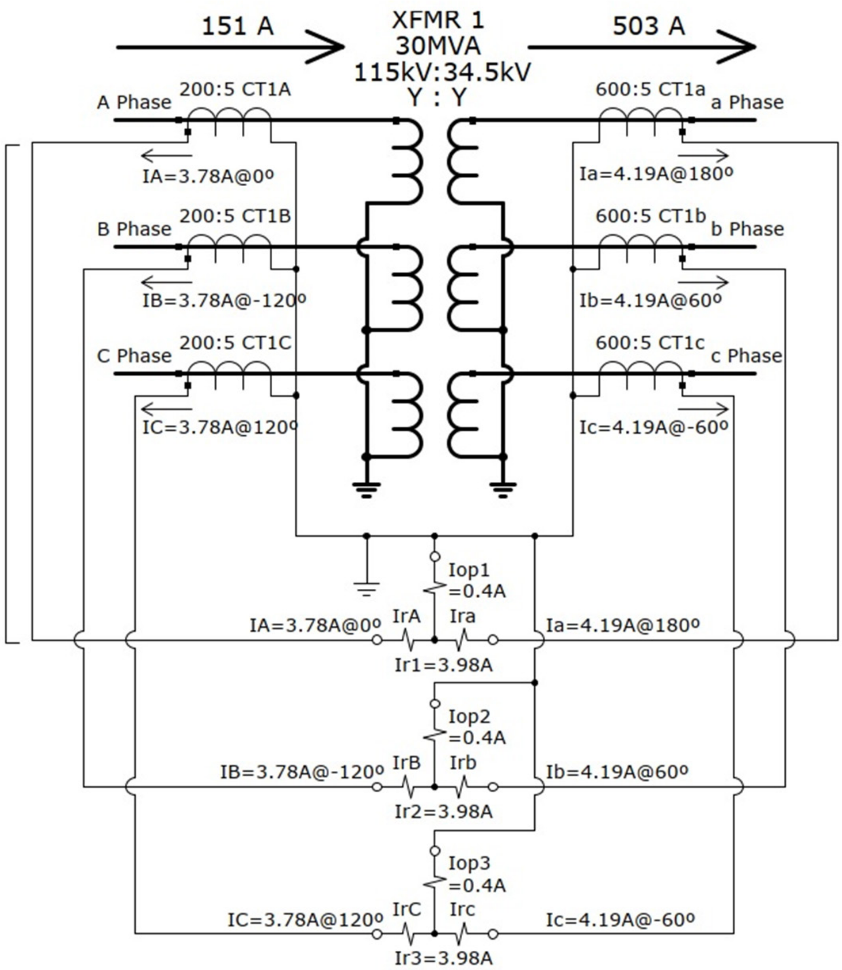


Transformer Diff Compensation Factors

ناقشنا سابقا تفاصيل ال Transformer vector group ، و ذكرنا كيف أن اختلاف طريقة التوصيلات الداخلية للمحول تنعكس على الPhase shift angle الخاصة بالجهود, والتي بناءا عليها سوف تنعكس زوايا التيارات أيضا ، في هذا الجزء سوف نذكر لكم أثر هذه الزويا على الحماية التفاضلية للمحولات وكيف تم معالجة الموضوع ...

فكونوا معنا ...





نفترض أن هناك محول سعته 30MVA ويحول من 115kV إلى 34.5kV ، وعليه فإن ال HV Rated current سوف تكون قيمته 151A بينما LV Rated current سوف تكون قيمته 503A ، حيث تم حسابها من هذه المعادلة ، ومعروف أن الجهد الأعلى سوف يعطي التيار الأقل والجهد القليل سوف يعطي التيار الأعلى .

$$I_{HV\ (115kV)} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} * 115kV} \approx 151A$$

$$I_{LV\ (34.5kV)} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} * 34.5kV} \approx 503A$$

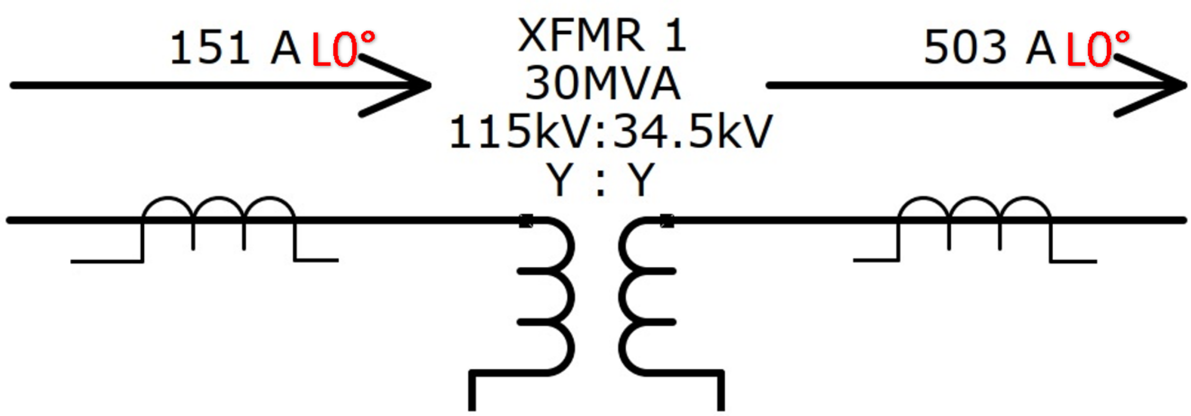
وبناء على قيم هذه التيارات تم اختيار قيمة قياسية لـCTR أعلى من هذه التيارات ، حيث تم وضع HV-CTR بقيمة 200:5 ، وLV-CTR بقيمة 600:5 ،
وبالتالي عند تحويل 151A على CT secondary الخاص به فسوف تكون قيمة التيار 3.78A ، وعند تحويل 503A على CT secondary الخاص به فسوف تكون قيمة التيار 4.19A ، وتم إيجاد هذه القيم من النسبة والتناسب ، إذا 200A تعطي 5 ، فإن 151A كم سوف تعطي :

$$I_{HV\ (CT-sec)} = \frac{151 \times 5}{200} \approx 3.78A$$

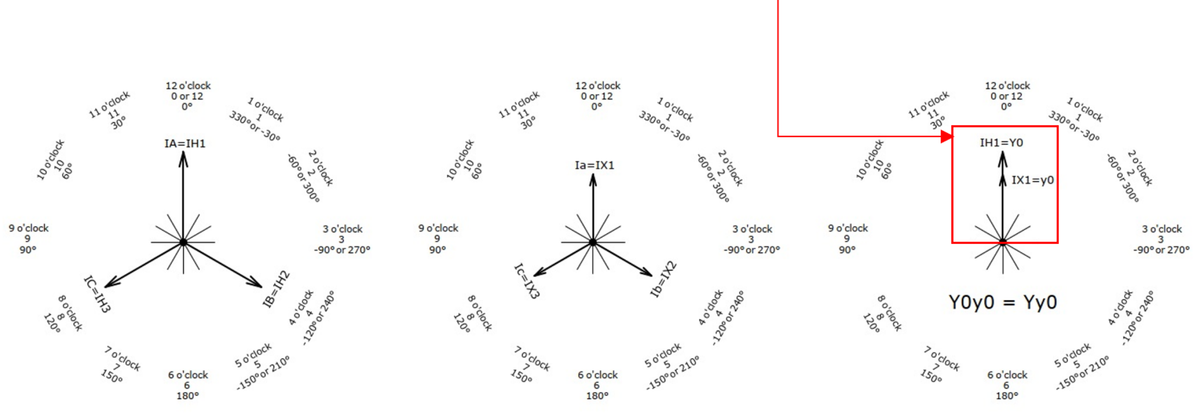
$$I_{LV\ (CT-sec)} = \frac{503 \times 5}{600} \approx 4.19A$$

وما ينطبق على الـA-Phase سوف ينطبق على B والـC ، والاختلاف بينهم فقط هو بالزاوية حيث نضع الـPhase shift بـ120- درجة لـphase B و 120+درجة لـPhase C،
ولأن Vector group لهذا المحول من نوع Yy0 فهذا يعني أن الـPhase displacement بين جهدي HV والـLV هو صفر .

وعليه فإن الـPhase displacement بين تيار HV والـLV هو صفر أيضا ، لأنه يأخذ زاوية الجهد نفسها ، وبالتالي فإن تيار 151L0° على HV side ، وتيار الـ503L0° على LV side .



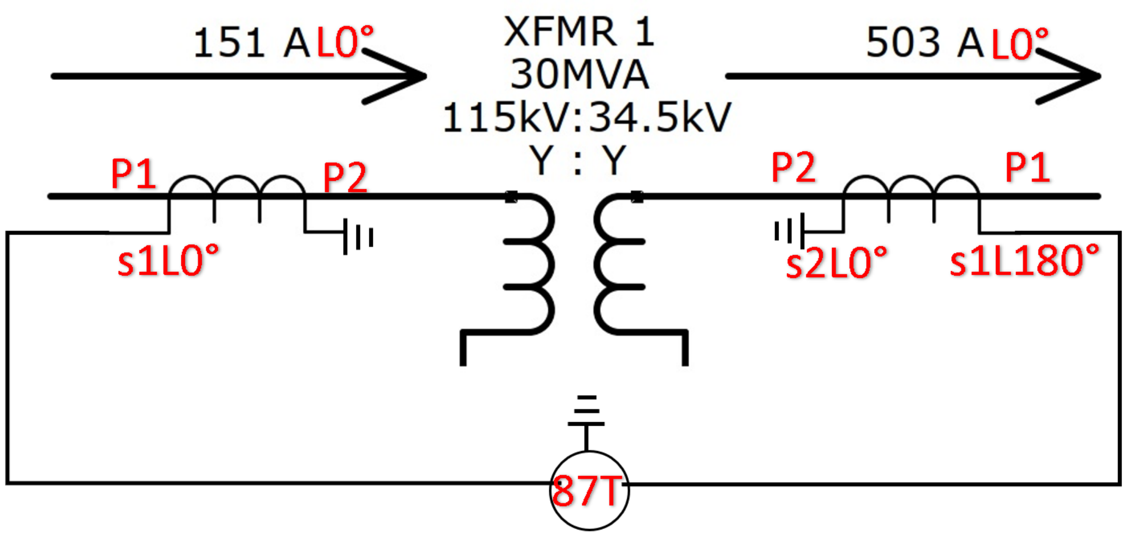
لاحظ معي كيف ان التيارين منطبقين عند الزاوية صفر



Wye-Wye Transformer Phasor Diagram

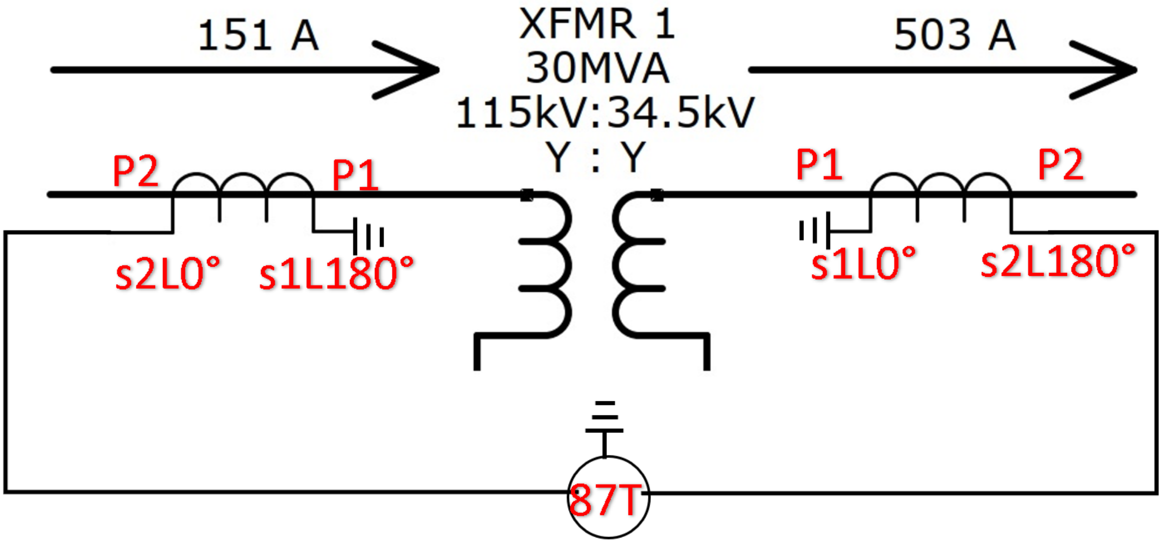
لهذا السبب لو تم اختيار نقطة تجميع محولات التيار أو CTStarPoint بشكل متشابه، بمعنى اختيار مكان CTStarPoint في الجهة اليسرى بالقرب من المحول بينما يتم اختيار CTStarPoint بعيدا عن المحول في الجهة الأخرى أو العكس لأصدر الريليه إشارة فصل في الظروف الطبيعية، وذلك لأن الDiff سوف يجمع كلا التيارين اتجاهيا ويصدر Trip لأن كلاهما بزاوية صفر !!

لذا يجب دائما اختيار مكان CTStarPoint في الوقايات التفاضلية لتكون باتجاه المعدة المراد حمايتها (والتي تتمثل بالمحول في حالتنا) أو بعيدا عنها، وذلك حتى يصبح أحد التيارين بزاوية صفر والآخر بزاوية 180 في الظروف الطبيعية لكي يصبح مجموعهم الاتجاهي في الDiff يساوي صفر.

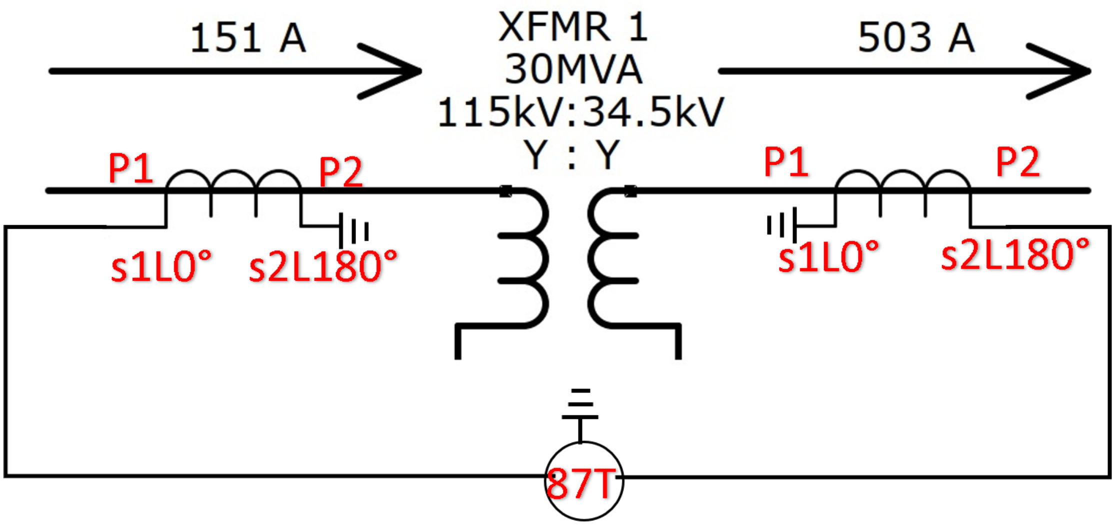


وطريقة عكس ال CT Polarity تتم من خلال قلب P2 ليكون باتجاه الجزء المراد حمايته ، وتوصيل s1 إلى الريليه ، وجعل s2 هي CTStarPoint لكلا الCT's على طرفي المعدة .

وإذا كان P1 هو الذي باتجاه الجزء المراد حمايته على كلا الجانبين، فيمكن لنا توصيل s2 إلى الريليه على كلا الCT's ، وجعل s1 هي CTStarPoint.

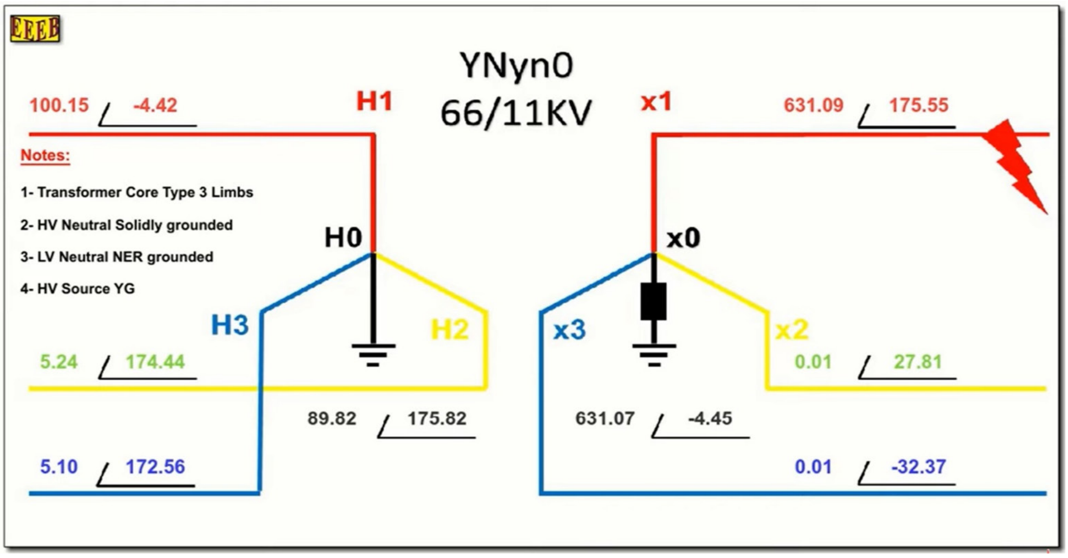


أما إذا كان اتجاه P2 للCT الأول باتجاه المنطقة المحمية والP1 لCT الطرف الثاني هو الذي باتجاه المنطقة المحمية ، فإنه يجب وصل s1 للCT الأول إلى الريليه ، بينما s2 لل CT الثاني إلى الريليه حتى يصبح الDiff مستقر .

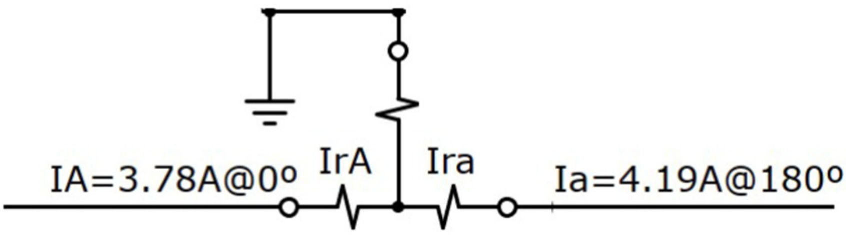


أما إذا لم يكن ممكنا عمل تعديلات الCT swapping كHardwired ، فإنه يمكن تعديلاها من خلال الRelay software فقط.

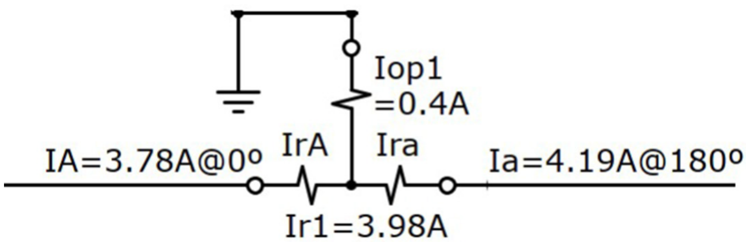
إذا ذكرت زاوية Phase shift للPrimary current على برامج المحاكاة بأنها 180° كما هو ظاهر في هذه الرسمة ، فيكون المقصود فيها القيم الظاهرة على الريليه والواصله إليه من خلال الCT's ، وليس الزاوية الحقيقية للتيار .



الآن دعونا نعود مرة أخرى إلى تحليل المثال السابق، حيث عند تحويل A151 على CT secondary الخاص به فسوف تكون قيمة التيار 3.78A بزاوية صفر، وعند تحويل 503A على CT secondary الخاص به فسوف تكون قيمة التيار 4.19A بزاوية 180 درجة ، وفي النهاية سوف يلتقوا عند ال Diff protection.



و بالتالي سوف يقوم ال Diff protection بحساب قيمة ال Diff current وهو مجموعهم الاتجاهي وقيمة ال Rest current هو مجموعهم الجبري على 2 .



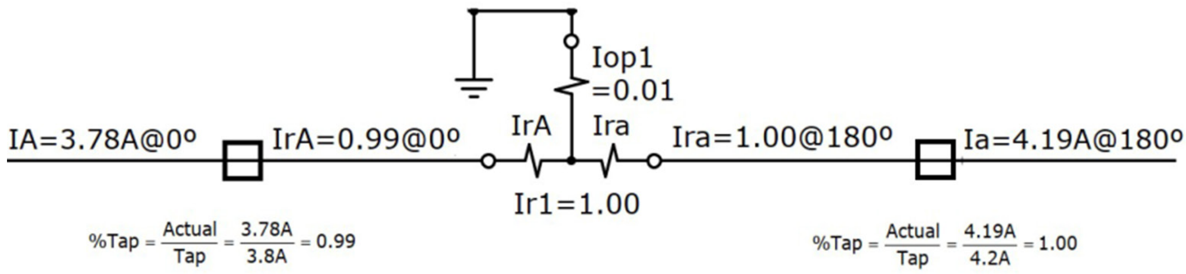
$$I_{op} = \overrightarrow{I_A} + \overrightarrow{I_a} = 3.78@0° + 4.19@180° = 0.4A$$

$$I_{r1} = \frac{I_A + I_a}{2} = \frac{3.78 + 4.19}{2} = 3.98A$$

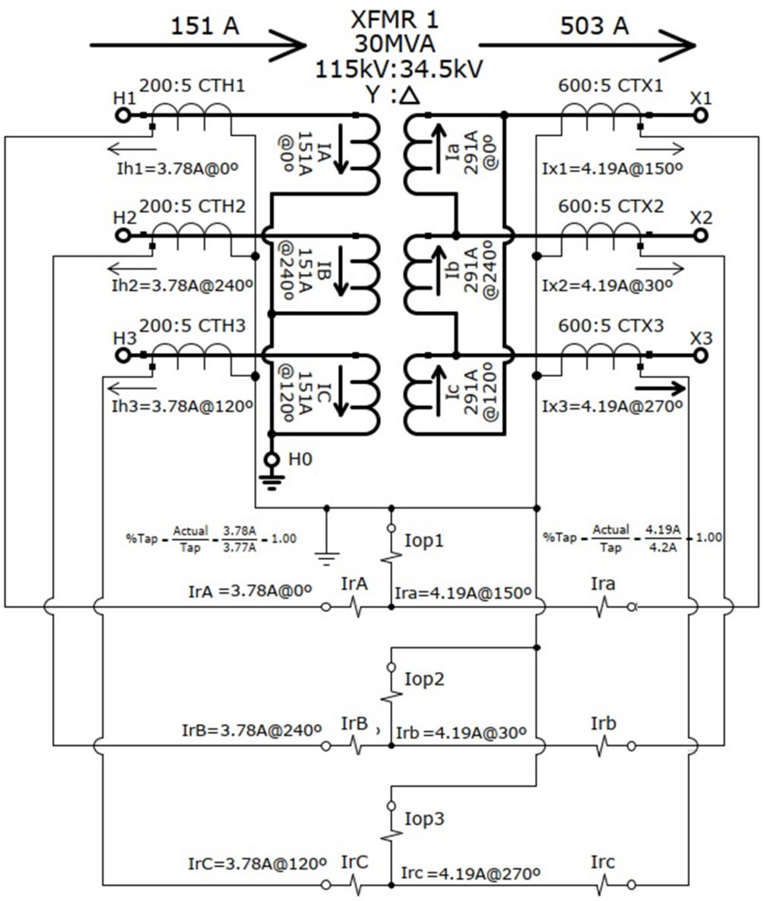
وبالتالي فإنه في الظروف الطبيعية normal operating conditions فإن نسبة قيمة ال Diff current بالنسبة لقيمة Rest current هو 10% .

$$\%Slope = 100 \times \frac{I_{OP}}{I_{Restraint}} = 100 \times \frac{0.4}{3.98} = 10.05\%$$

و عليه فإننا نستخدم ال Windings tap لتقليل هذه الاختلافات بين قيم التيار إلى أقل ما يمكن ، فلو تم استخدام 3.8A ك tap setting وهي قيمة قياسية على Winding-1 و 4.2A على Winding-2 لأصبح قيمة Diff current قريب من 0.01 بعد أن كان 0.4 أما قيمة Rest current فسوف تصبح 1A بعد أن كانت 3.98A .



ما تم شرحه حتى الآن هو في المحولات ذات Yy0 ، و لكن للأسف ليس كل المحولات لها نفس Vector group ، فماذا سوف يحدث لو كان ال Vector group من نوع Dy أو Yd تابعوا معنا هذا المثال ..



قيمة ال Rated current تحسب بنفس الطريقة تماما ولا اختلاف فيها حيث تيار ال HV يساوي A151 ، وتيار ال LV يساوي A503 .

$$I_{HV\ (115kV)} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} * 115kV} \approx 151A$$

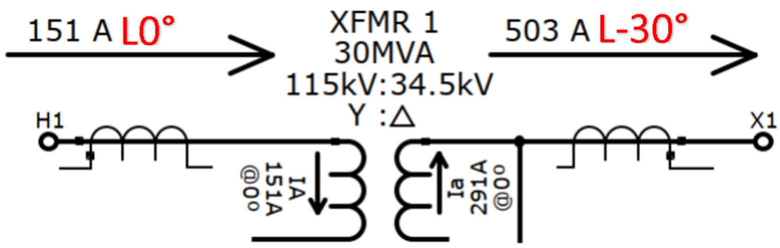
$$I_{LV\ (34.5kV)} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} * 34.5kV} \approx 503A$$

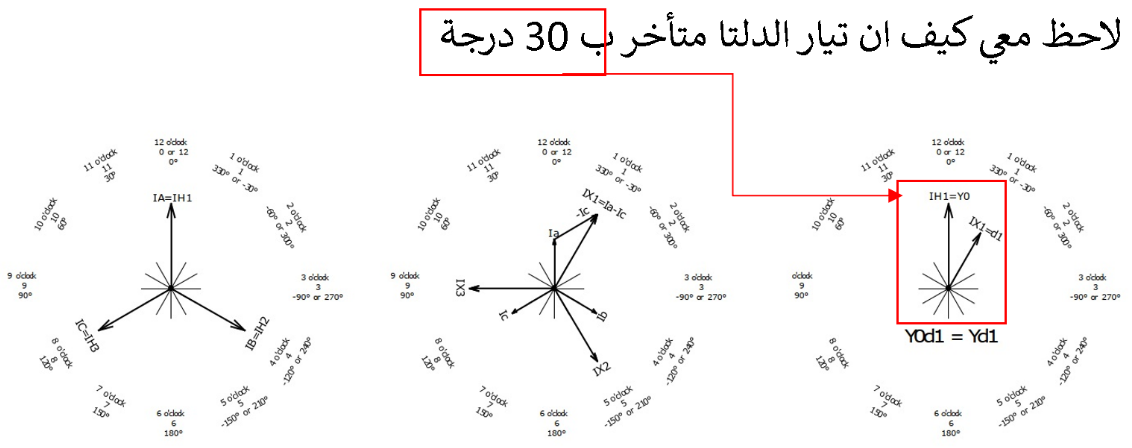
و لكن الذي اختلف هنا بأن هذا التيار الذي تم حسابه هو Line current ، وفي حالة ال Star connection ، فإن تيار ال Line هو نفسه تيار ال Phase ، ولكن في حال ال Delta connection فإن تيار ال Phase يساوي ال Line current على جذر 3 .

$$I_{HV\ (L-N)@star} = I_{HV\ (L-L)} \approx 151A$$

$$I_{LV\ (L-N)@delta} = \frac{I_{LV\ (L-L)}}{\sqrt{3}} = \frac{503A}{\sqrt{3}} \approx 291A$$

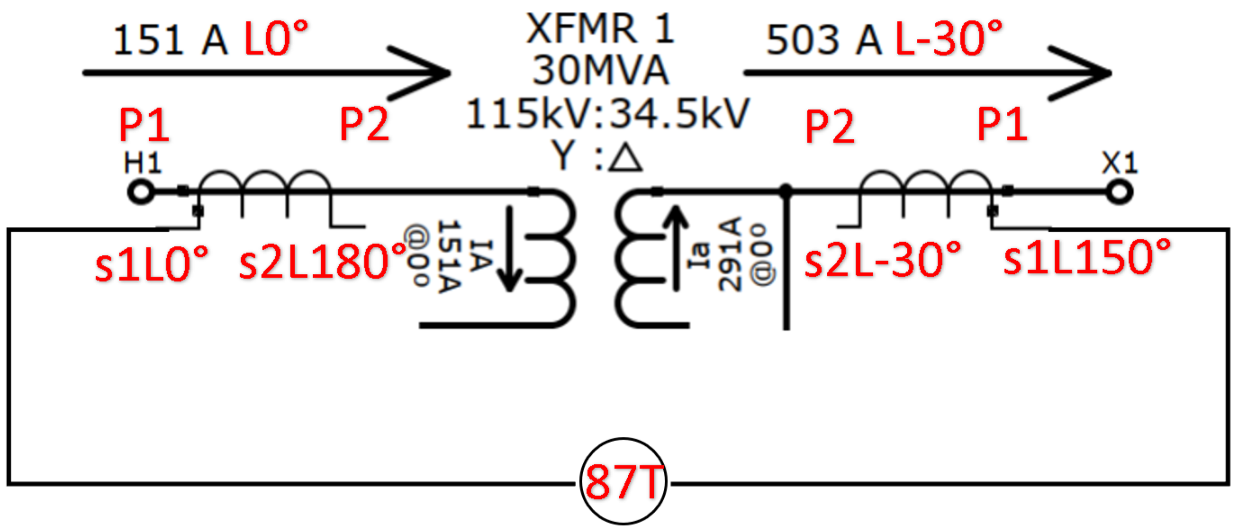
هذا ال Vector group من نوع YNd1 ، بمعنى أن جهد LV للدلتا متأخر بزاوية 30 درجة عن جهد ال HV للستار ، وهذا أيضا ينطبق على Primary current بمعنى أن تيار الدلتا سوف يكون هو متأخر أيضا ب 30 درجة، فممكن وصف الزوية ب-30° أو ب 330° فكلاهما نفس الشيء .



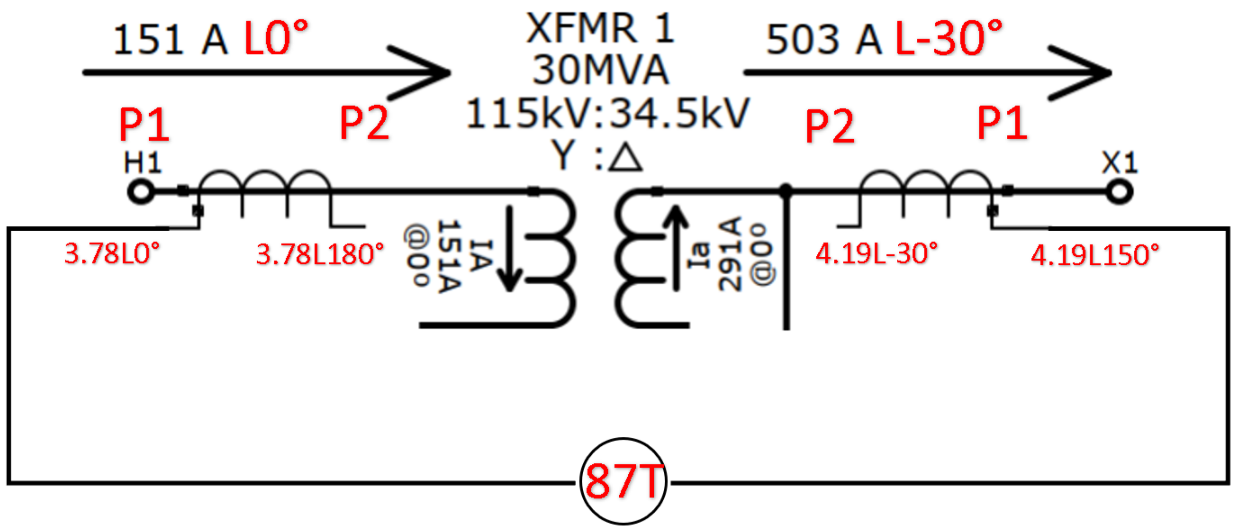


Wye-Delta Transformer Phasor Diagrams

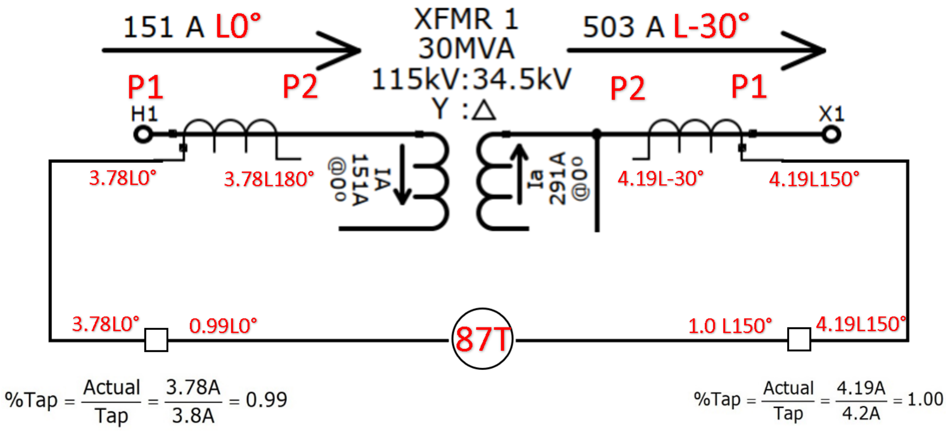
عند تحويل A151 على CT secondary الخاص به فسوف تكون قيمة التيار A3.78، وعند تحويل A503 على CT secondary الخاص به فسوف تكون قيمة التيار A4.19، اذا اخذنا قراءات التيار من s1 فإن زاوية التيار سوف تكون 0 درجة على HV side وسوف تكون 150 درجة على LV side، وهذه ال 150 ناتجة من 180 لأنني قلبت ال CT على الجهة الأخرى و-30 درجة بسبب ال Vector group وبالتالي فإن محصلتهم 180°+30°- ويساوي 150 درجة .



وعند تعويض قيم التيارات في ال CT secondary فسوف تكون كالتالي:



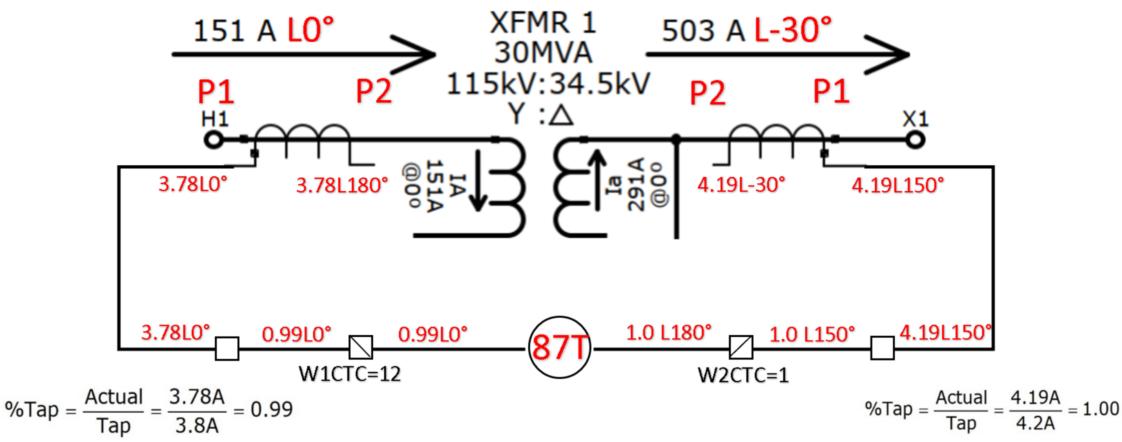
ولتقريب الاختلافات الطبيعية بين التيارات فإننا نستخدم ال tap 3.8A Windings tap ك setting على 1-Winding و 4.2A على 2-Winding .



وهنا سوف يظهر لدينا مشكلة جديدة وهو أنه حتى بعد تعديل قيمتي التيار فقد ظهر لدينا قيمة Diff current بسبب عدم توازن الزوايا بين كلا الطرفين حيث زاوية تيار ال HVهو صفر ، بينما زاوية تيار ال LV هو 150 درجة والمفروض أن يكون 180 درجة حتى يستطيع أن يلغي الطرف الآخر !!

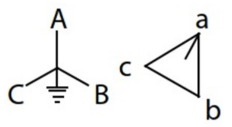
$$I_{op} = 0.99@0° + 1.00@150° = 0.4A$$

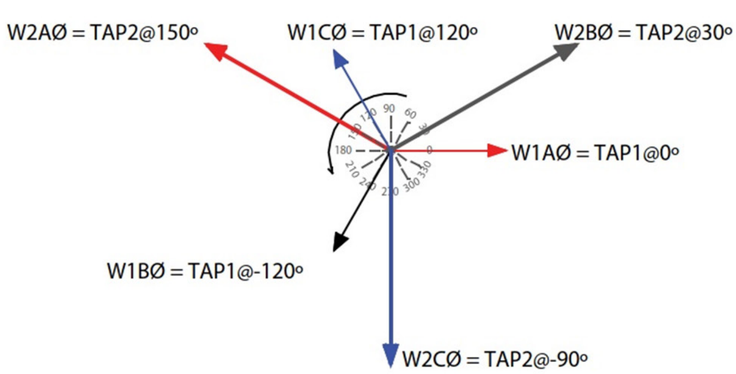
و هنا نضطر لعمل تعديل لقيم الزوايا الناتجة حتى نجعل النظام متزن في الظروف الطبيعية وقيمة الDiff current تساوي صفر ، وذلك من خلال إضافة زاوية 30 درجة الى 150 درجة ليصبح 180 درجة ، وإبقاء الزاوية صفر كما هي على الطرف الاخر، وهذا ما يسمى بPhase shift compensation، حيث وظيفتها تعديل قيم الزوايا مهما كان ال Vector group لتصبح الPhase shift بينهم هو 180 درجة حتى يلغي كل منهما الأخر بسهولة ، ونلاحظ بعد تعديل الزوايا فإن قيمة الDiff current أصبحت صغيرة جدا وهو المطلوب .



$$I_{op} = 0.99@0° + 1.00@180° = 0.01A$$

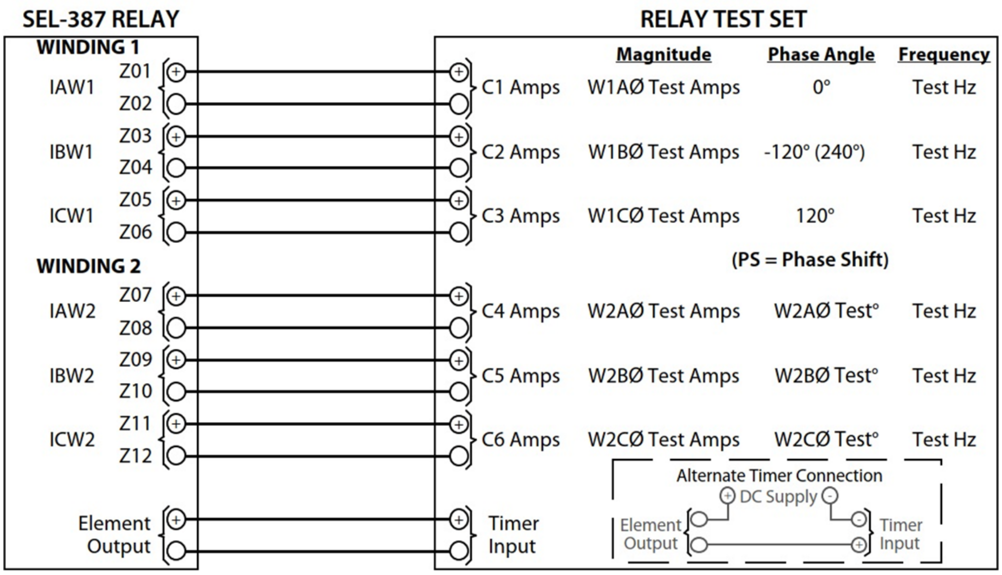
لاحظ معي بأنه لتحقيق استقرارية للـ3phase Tr Diff relay الـVector group لها Yd1 محتاج أحقن على الريليه **ستة** تيارات بهذه الزوايا ثلاثة تيارات على الـHV وثلاثة على الـ LV، والـphase shift بين الفازات 120- و120+ درجة عن الـWinding-A current angle لتحقيق الـbalance system .

CONNECTION	SEL-387	W1AØ	W1BØ	W1CØ	W2AØ	W2BØ	W2CØ
	W1CTC=12 W2CTC=1	Tap1@ 0°	Tap1@ -120°	Tap1@ 120°	Tap2@ 150°	Tap2@ 30°	Tap2@ -90°



Yd1 3-Phase Differential Restraint Test Connections

وهذه الصورة توضح التوصيلات من جهاز الحقن إلى الريليه وأخذ Feedback من الريليه إلى جهاز الحقن .



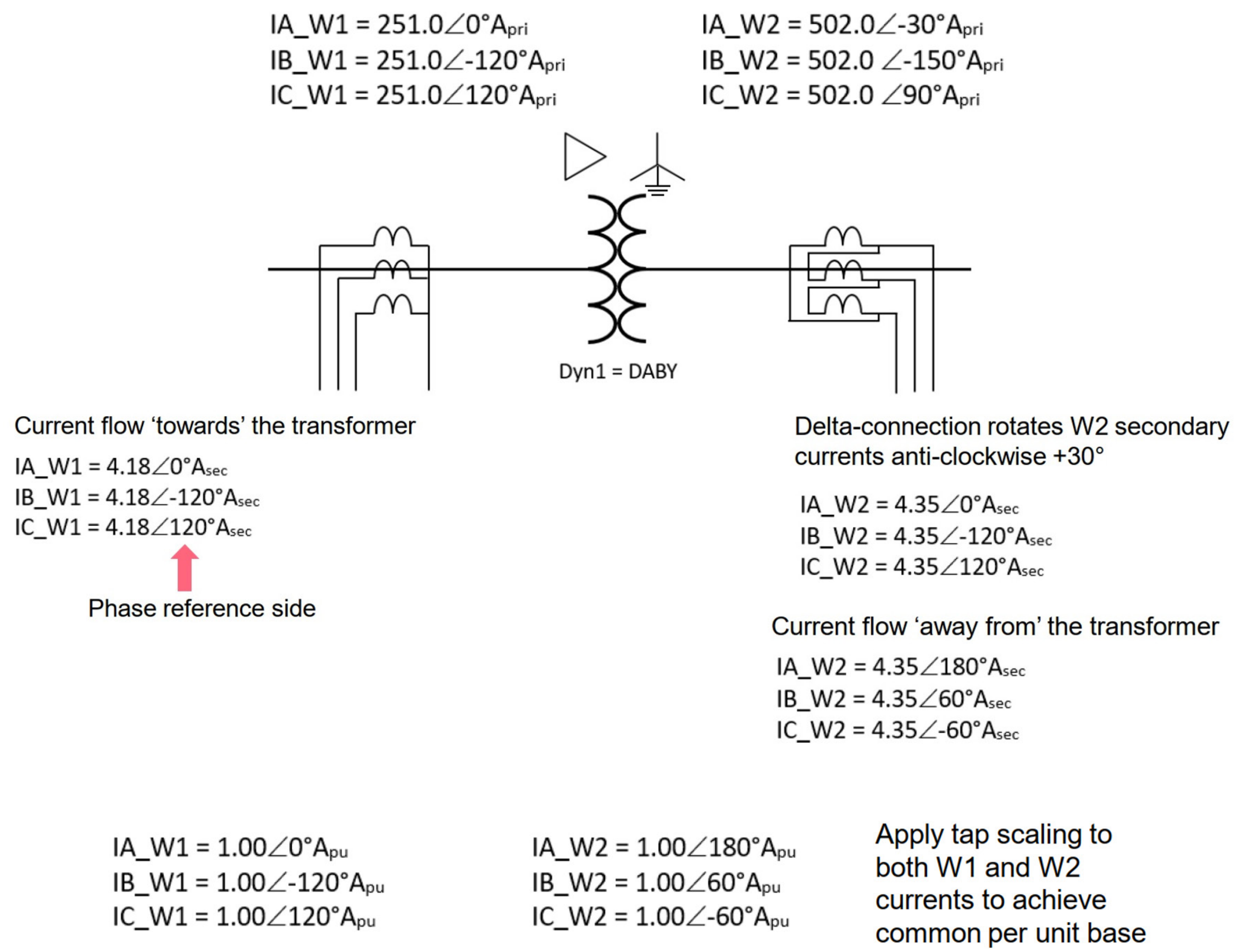
أما بالنسبة لقيمة التيارات التي يفترض أن أحقنها لتحقيق الاستقرارية للحماية التفاضلية للمحول، فهي قيمة الRated current التي تم إيجادها على طرفي المحول ، ولكن بعد تحويلها الى secondary current من خلال الCT Ratio ومن ثم ضربها بالTap Ratio ، أو ما تسمى بالCT Correction factor ، وقيمة هذا الFactor يمكن إيجاده من قسمة الRated current على CT Ratio ، وبالطبع سوف يكون له قيمتين أحدهما للHV side والآخر للLV side.

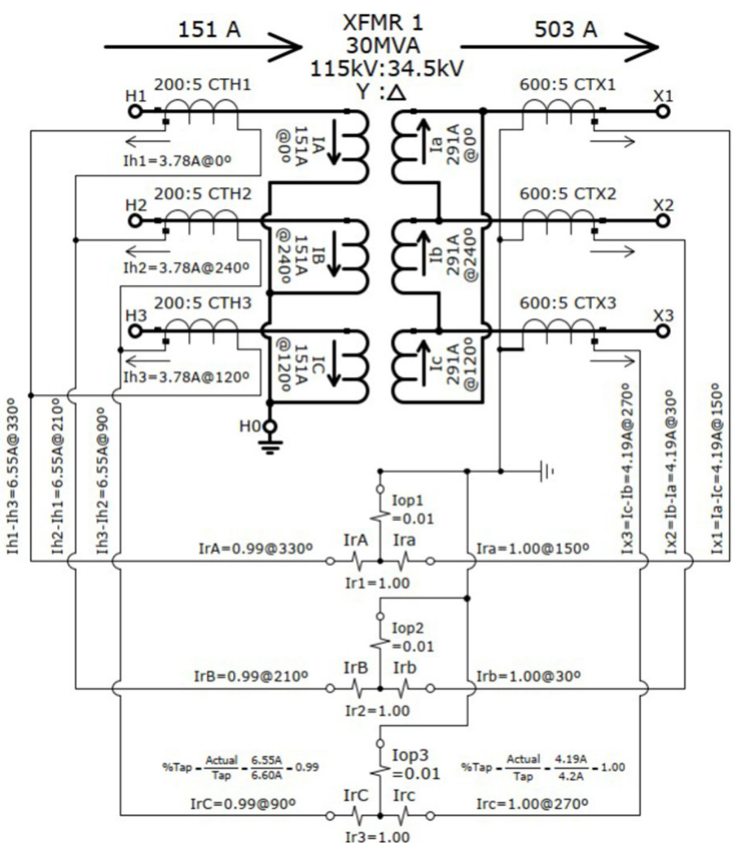
أما إذا أردت عمل استقرارية على 1-phase TR Diff relay ، فالأمر سوف يختلف ، فنحقن قيمة الRated current بعد تحويلها إلى secondary current ومن ثم ضربها ب CT Correction factor، ومن ثم ضربها بالVector group factor ويرمز له في بعض ال Relays بKVG ، وتعتمد قيمته حسب الرقم الذي بجانب توصيلة الVG هل هو فردي أم زوجي ، فاذا كان الرقم فردي فتكون قيمته ب√3 ، وإذا كان الرقم زوجي فتكون قيمته ب1.5 .

WNCTC SETTING	A
0	1
Odd: 1, 3, 5, 7, 9, 11	√3
Even: 2, 4, 6, 8, 10, 12	1.5

في ال electromechanical relays القديمة كان يتم التعامل مع اختلاف ال Tr Vector group من خلال تغيير طريقة توصيل CT's جهة الدلتا لتكون على شكل ستار ، وتوصيل ال CT's جهة الستار لتكون دلتا ، وبهذا الطريقة نكون عملنا Phase shift compensation عن طريق الWiring connection .

فإذا كان المحول Dy1 ، فكأننا قمنا بتوصيل طرفي الCT على شكل YNd11 ، وهذا فعليا يتم بنفس الطريقة في الmicroprocessor relays ولكن داخليا بدون إضافة أي توصيلات خارجية .





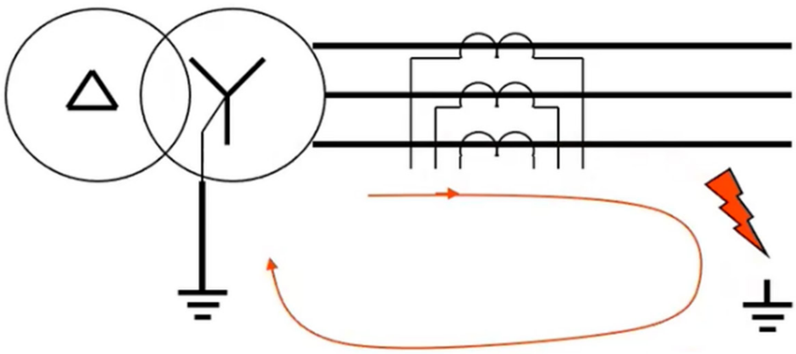
وهذا مثال آخر تفصيلي في حال الYNd1، يمكنك تحليله بنفسك إذا كان عندك القليل من الوقت .

حيث لاحظ بأننا استخدمنا الWinding tap لتعديل قيم التيار ، و استخدمنا طريقة توصيل مختلفة عند كل جهة لتعديل الزاوية ، حيث أصبحت فرق الزوايا 180 درجة بين جميع التيارات الداخلة والخارجة وعلى جميع الفازات.

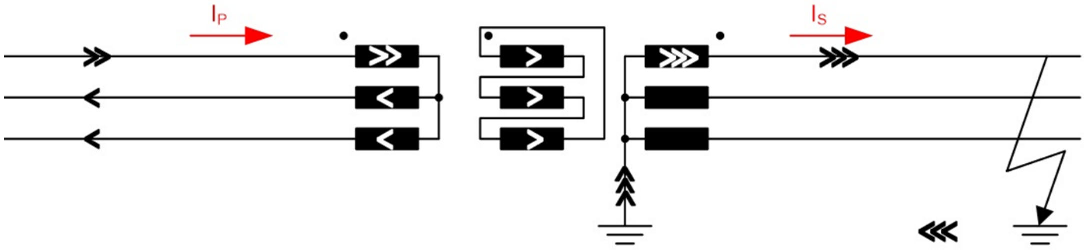
و هذا الجدول فيه حساب الIr و Iop للفازات الثلاث والنتيجة أنه عند مرور تيار طبيعي بقي الريليه مستقر بسبب أن الIop قريب من الصفر ، وهو المطلوب.

$IrA = \frac{Ih1 - Ih3}{Tap1}$ $IrA = \frac{6.55A@330°}{6.60A}$ $IrA = 0.99@330°$	$IrB = \frac{Ih2 - Ih1}{Tap1}$ $IrB = \frac{6.55A@210°}{6.60A}$ $IrB = 0.99@210°$	$IrC = \frac{Ih3 - Ih2}{Tap1}$ $IrC = \frac{6.55A@90°}{6.60A}$ $IrC = 0.99@90°$
$Ira = \frac{Ix1}{Tap2}$ $Ira = \frac{4.19A@150°}{4.2A}$ $Ira = 1.00@150°$	$Irb = \frac{Ix2}{Tap2}$ $Irb = \frac{4.19A@30°}{4.2A}$ $Irb = 1.00@30°$	$Irc = \frac{Ix3}{Tap2}$ $Irc = \frac{4.19A@270°}{4.2A}$ $Irc = 1.00@270°$
$Ir1 = \left\|\frac{IrA + Ira}{2}\right\|$ $Ir1 = \left\|\frac{0.99 + 1.00}{2}\right\|$ $Ir1 = \left\|\frac{1.99}{2}\right\|$ $Ir1 = 1.00$	$Ir2 = \left\|\frac{IrB + Irb}{2}\right\|$ $Ir2 = \left\|\frac{0.99 + 1.00}{2}\right\|$ $Ir2 = \left\|\frac{1.99}{2}\right\|$ $Ir2 = 1.00$	$Ir3 = \left\|\frac{IrC + Irc}{2}\right\|$ $Ir3 = \left\|\frac{0.99 + 1.00}{2}\right\|$ $Ir3 = \left\|\frac{1.99}{2}\right\|$ $Ir3 = 1.00$
$Iop1 = \overline{IrA} + \overline{Ira}$ $Iop1 = 0.99@330° + 1.00@150°$ $Iop1 = 0.01$	$Iop2 = \overline{IrB} + \overline{Irb}$ $Iop2 = 0.99@210° + 1.00@30°$ $Iop2 = 0.01$	$Iop3 = \overline{IrC} + \overline{Irc}$ $Iop3 = 0.99@90° + 1.00@270°$ $Iop3 = 0.01$

أما الحالة الأخرى والتي تمثل تحدي أمام الTR Diff protection ، وهي حالة حدوث عطل أرضي خارج حدود المحول ، حيث وجد بأن تيار العطل الأرضي يسير في مسار مغلق من خلال طرف الستار المؤرض للمحول .



وهذا العطل الأرضي سوف يسبب ظهور Diff current ، وهذا سوف يؤدي إلى حدوث تشغيل خاطئ للحماية التفاضلية على عطل خارجي.



ولتقريب المفاهيم بشكل عام نفترض أنه حدث عطل أرضي على الR-phase ، فإن تيار العطل جهة الLV current سوف يكون على الفازات الثلاث $\begin{bmatrix}+3\\0\\0\end{bmatrix}$

وسوف ينعكس التيار جهة الHV على الثلاث فازات بحيث يكون $\begin{bmatrix}+2\\-1\\-1\end{bmatrix}$ وبالتالي فإن قيمة الDiff current هي القيمة المطلقة من طرح كلا التيارين

والتي سوف تكون $\begin{bmatrix}+2\\-1\\-1\end{bmatrix}$ - $\begin{bmatrix}+3\\0\\0\end{bmatrix}$

$$I_{Diff} = |I_P - I_S| = \left|\begin{bmatrix}+2\\-1\\-1\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}+3\\0\\0\end{bmatrix}\right| = \begin{bmatrix}1\\1\\1\end{bmatrix}$$ ✗

والنتيجة هي $\begin{bmatrix}+1\\+1\\-1\end{bmatrix}$ وهذا شيء قد يسبب تشغيل خاطئ للريليه !!.

حل هذه المشكلة يكون بعمل إزالة لقيمة الZero sequence current من حسابات ال Diff current ، وهذا ما يسمى ب Zero Sequence Elimination ، فلو قمنا بحساب قيمة ال Zero Sequence current لحظة العطل الأرضي حسب هذه المعادلة المعروفة :

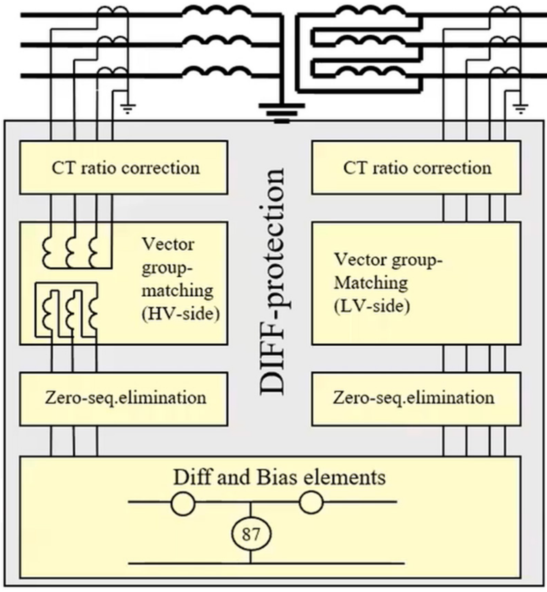
$$I_0 = \frac{1}{3}(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3})$$

ومن ثم طرحنا قيمتها $\begin{bmatrix}+1\\+1\\+1\end{bmatrix}$ من تيارات الثلاث فازات جهة الLV ، وهذه القيمة الجديدة هي التي تم استخدامها في حسابات الDiff current فسوف يبقى الريليه مستقر لحظة هذا العطل

$$I'_S = I_S - I_{S0} = \begin{bmatrix}+3\\0\\0\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}+1\\+1\\+1\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}+2\\-1\\-1\end{bmatrix}$$

$$I_{Diff} = |I'_P - I'_S| = \left|\begin{bmatrix}+2\\-1\\-1\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}+2\\-1\\-1\end{bmatrix}\right| = \begin{bmatrix}0\\0\\0\end{bmatrix}$$ ✓

و بالتالي فإن خلاصة الCompensation factor في الريليهات الحديثة هي :



1. CT Ratio correction
2. Phase angle Compensation
3. Vector group factor
4. Zero Sequence Elimination

وهذا الجدول يبين أيضا خلاصة الphase compensation و zero sequence filtering المطلوبة حسب اختلاف الVector group connection.

لاحظ أن الزاوية المتأخرة 30°- نضيف لها 30°+، والزاوية المتقدمة 30°+ نضيف لها 30°-.

ولاحظ أنه أينما وجد الWinding المتصلة بالأرض أو أي طرف يمكنه تمرير zero sequence current ، وجد معها zero sequence filtering.

Transformer Connection		Transformer Phase Shift	Clock Face Vector	Phase Compensation Required	HV Zero Sequence Filtering	LV Zero Sequence Filtering
Yy0		0°	0	0°	Yes	Yes
Zd0					Yes	
Dz0						Yes
Dd0						
Yz1	Zy1	-30°	1	30°	Yes	Yes
Yd1					Yes	
Dy1						Yes
Yy6		-180°	1	180°	Yes	Yes
Zd6					Yes	
Dz6						Yes
Dd6						
Yz11	Zy11	30°	11	-30°	Yes	Yes
Yd11					Yes	
Dy11						Yes
YyH	YzH	(H / 12) x 360°	Hour 'H'	-(H / 12) x 360°	Yes	Yes
YdH	ZdH				Yes	
DzH	DyH					Yes
DdH						

و هذا الجدول يبين لنا خلاصة الFactors المضروبة بقيم التيارات التي سوف نحققنها على الريليه ، وذلك في حالات الأعطال 3ph أو 2ph أو اعطال ال1ph ، وفي أعطال ال1ph يجب تحديد إذا كان الI0 Elimination مفعلة في الريليه أم لا ، لأن ذلك سوف يؤثر على قيمة الFactors أيضا .

Calculated Diff Current (Id) Value = **(I Set Diff >)** × **(I rated Tr / I CT ratio)** × **(KVG)**

Where: -
:KVG (FACTOR) is according to transformer vector group as per following table

Type of fault	Reference winding (upper voltage)	Even VG – numeral 0, 2, 4, 6, 8, 10	Odd VG – numeral 1, 3, 5, 7, 9, 11
three – phase	1	1	1
two – phase	1	1	$\frac{\sqrt{3}}{2} \approx 0.866$
single – phase with I_0 – elimination	$\frac{3}{2} = 1.5$	$\frac{3}{2} = 1.5$	$\sqrt{3} \approx 1.73$
single – phase without I_0 – elimination	1	1	$\sqrt{3} \approx 1.73$

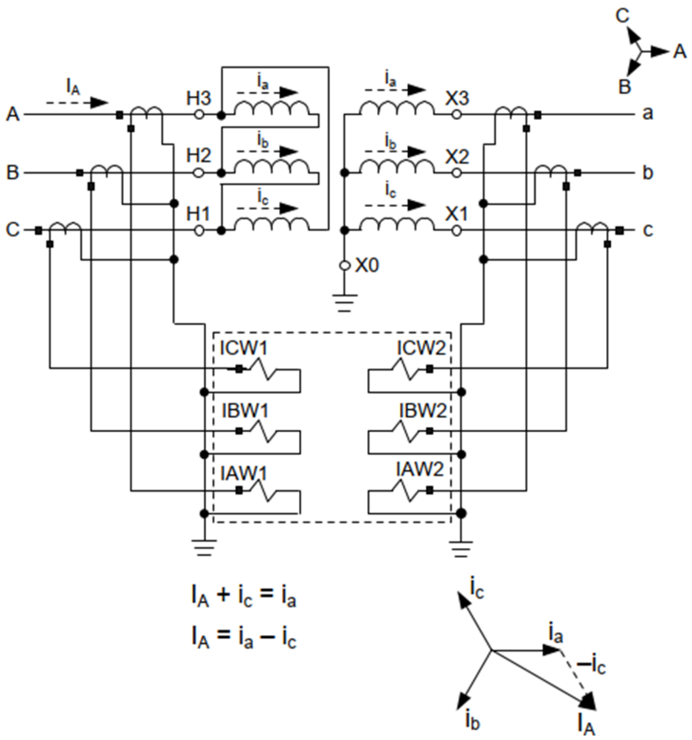
و يمكن التعبير عن transformer diff compensation في بعض الريليهات من خلال استخدام طريقة المصفوفات ، حيث يتم اختيار زوج المصفوفات حسب الVector group المستخدم في المحول ، بحيث يكون هناك مصفوفة لعمل تعويض على طرف .

Compensating Differential Currents for Numerical Relays

Row	Degree Shift That Would be Cancelled		Wye	Delta	Double-Delta
0	ABC, 0 • 30° cw	0°	$\text{Matrix } 0 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$		$\text{Matrix } 12 = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$
	ACB, 0 • 30° ccw	0°			
1	ABC, 1 • 30° cw	30°		$\text{Matrix } 1 = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	
	ACB, 1 • 30° ccw	330°			
2	ABC, 2 • 30° cw	60°	$1\begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$		$\text{Matrix } 2 = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix}$
	ACB, 2 • 30° ccw	300°			
3	ABC, 3 • 30° cw	90°		$\text{Matrix } 3 = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$	
	ACB, 3 • 30° ccw	270°			
4	ABC, 4 • 30° cw	120°	$1\begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$		$\text{Matrix } 4 = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix}$
	ACB, 4 • 30° ccw	240°			
5	ABC, 5 • 30° cw	150°		$\text{Matrix } 5 = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$	
	ACB, 5 • 30° ccw	210°			
6	ABC, 6 • 30° cw	180°	$1\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$		$\text{Matrix } 6 = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}$
	ACB, 6 • 30° ccw	180°			
7	ABC, 7 • 30° cw	210°		$\text{Matrix } 7 = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	
	ACB, 7 • 30° ccw	150°			
8	ABC, 8 • 30° cw	240°	$1\begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$		$\text{Matrix } 8 = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix}$
	ACB, 8 • 30° ccw	120°			
9	ABC, 9 • 30° cw	270°		$\text{Matrix } 9 = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	
	ACB, 9 • 30° ccw	90°			
10	ABC, 10 • 30° cw	300°	$1\begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$		$\text{Matrix } 10 = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix}$
	ACB, 10 • 30° ccw	60°			
11	ABC, 11 • 30° cw	330°		$\text{Matrix } 11 = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	
	ACB, 11 • 30° ccw	30°			

Dyn1

بما أن الVector group هي Dyn1 ، فإننا نختار المصفوفة رقم 1 جهة الستار والمصفوفة رقم 0 جهة الدلتا ، حيث الدلتا هي المرجع .



$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = [\text{Compensation Matrix}] \bullet \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix}$$

$$\text{Matrix } 1 = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} (1 \bullet Ia) + (-1 \bullet Ib) + (0 \bullet Ic) \\ (0 \bullet Ia) + (1 \bullet Ib) + (-1 \bullet Ic) \\ (-1 \bullet Ia) + (0 \bullet Ib) + (1 \bullet Ic) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} Ia - Ib \\ Ib - Ic \\ Ic - Ia \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} (1\angle 0^\circ) - (1\angle -120^\circ) \\ (1\angle -120^\circ) - (1\angle 120^\circ) \\ (1\angle 120^\circ) - (1\angle 0^\circ) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \sqrt{3}\angle 30^\circ \\ \sqrt{3}\angle -90^\circ \\ \sqrt{3}\angle 150^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1\angle 30^\circ \\ 1\angle -90^\circ \\ 1\angle 150^\circ \end{bmatrix}$$

لاحظ أنه بعد تعويض المصفوفة فإن قيمة التيار 1A ، وزاوية التيار +30°

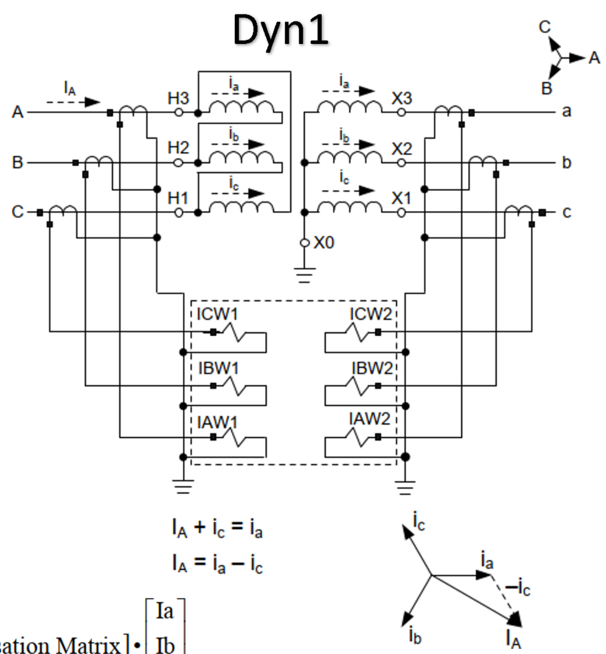
تتمثل إحدى الطرق الشائعة لتحديد compensation settings في 87Tال هو من خلال الاعتماد على الVector group المذكور على TR nameplate ، وهذه الطريقة رغم شيوعها إلا أنها للأسف يمكن أن تؤدي إلى تشغيل خاطئ لل differential protection وهذا بسبب أن phase shift المذكور على TR nameplate يفترض شرطين :

1. بأن النظام يمثل حالة ABC phase sequence
2. بالإضافة أن A-phase متصل على H1 و X1 bushings و أن B-phase متصل على H2 و X2 bushings و أن C-phase متصل على H3 و X3 bushings

لو افترضنا بأن هذين الشرطين قد تم تحقيقهم بالفعل ، إلا أن TR nameplate لا تزال لا تأخذ في الاعتبار العوامل الخارجية التي يمكن أن تغير phase shift الذي يراه الريليه ، وهذه العوامل مثل :

1. CTs connections (delta or wye)
2. CT polarity direction
3. Relay current input connections

وبالتالي فإنه لاختيار الVector group المذكور على TR nameplate كما هو ، يجب أن تأخذ بالاعتبار جميع هذه العوامل الخارجية وشروط التوصيلات الصحيحة المذكورة في المانيوال حرفيا.



يتبادر للذهن في البداية أن VG لهذه التوصيلة هو Dyn1 وعليه ، فإننا نختار المصفوفة رقم 1 جهة الستار والمصفوفة رقم 0 جهة الدلتا ، حيث الدلتا هي المرجع وبالتالي فإننا نستخدم زوج المصفوفات 0,1 .

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = [\text{Compensation Matrix}] \cdot \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix}$$

$$\text{Matrix } 1 = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} (1\bullet Ia)+(-1\bullet Ib)+(0\bullet Ic) \\ (0\bullet Ia)+(1\bullet Ib)+(-1\bullet Ic) \\ (-1\bullet Ia)+(0\bullet Ib)+(1\bullet Ic) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} Ia-Ib \\ Ib-Ic \\ Ic-Ia \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} (1\angle 0^\circ)-(1\angle -120^\circ) \\ (1\angle -120^\circ)-(1\angle 120^\circ) \\ (1\angle 120^\circ)-(1\angle 0^\circ) \end{bmatrix}$$

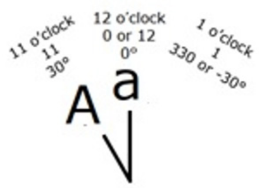
$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \sqrt{3}\angle 30^\circ \\ \sqrt{3}\angle -90^\circ \\ \sqrt{3}\angle 150^\circ \end{bmatrix}$$

لاحظ أنه بعد تعويض المصفوفة فإن
قيمة التيار 1A ، وزاوية التيار +30°

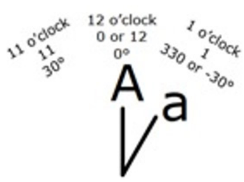
$$\begin{bmatrix} Ia_{compensated} \\ Ib_{compensated} \\ Ic_{compensated} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1\angle 30^\circ \\ 1\angle -90^\circ \\ 1\angle 150^\circ \end{bmatrix}$$

عند التركيز في طريقة توصيل الفازات مع الBushings واخذها بالاعتبار ، سوف نجد أن A-phase متصل على H3 وليس H1 و أن B-phase متصل على H2 و أن C-phase متصل على bushings H1 وليس H3 ، وهذا يعني أنه تم قلب توصيل A مع C، وعليه فإن الVG يصبح Dy11 وليس Dy1 المذكور في الName plate، وبالتالي يجب استخدام زوج المصفوفات 0,11 وليس 0,1 ، حيث 0,11 سوف يعطيني زاوية تعويض -30° بسبب أن هناك +30° وبالتالي المحصلة تكون صفر وهو المطلوب، بينما زوج المصفوفات 0,1 سوف يعطيني زاوية تعويض +30° يتم اضافتها الى +30° موجودة أصلا فتصبح المحصلة +60° وهذا خاطئ !!

و ممكن أحد المهندسين يسأل هذا السؤال :



W1=11, W2=12



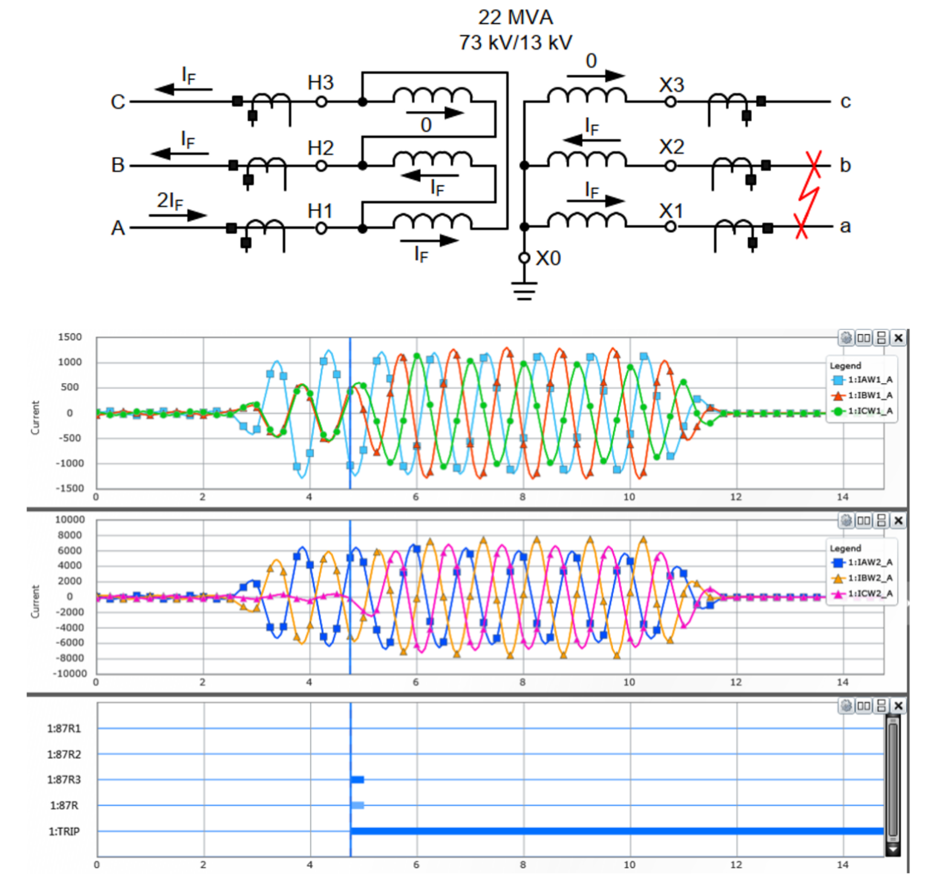
W1=0, W2=1

إذا كان عندي محول من نوع Dyn1 ، فهل لي مطلق الحرية في اختيار أي من طرفي المحول مرجعا للزوايا أو ما يعرف ب "Reference winding"، أم هنالك ما يمنع ذلك؟ يعني هل أنا مخير في اختيار W1=0, W2=1 أو أن تكون W1=11, W2=12 ، طالما أنا حافظت على Phase shift بينهم -30°

من المفاهيم الخاطئة والشائعة في العديد من المحطات الكهربائية والمتعلقة بوقاية المحولات التفاضلية بشكل عام وبأجهزة الوقاية التفاضلية التابعة لشركة "SEL" بوجه خاص في ريليه SEL487E، هو أن لك مطلق الحرية في إختيار اي من طرفي المحول مرجعا للزوايا عند تحديد مصفوفات التعويض ، فيمكن أن يتم اختيار المرجع بطريقة عشوائية ، واختيار المرجع يختلف من ريليه الى أخر وهو متعلق بطريقة حساب Bias current والهدف أن أضمن تحقيق زيادة استقرارية اجهزة الوقاية مع الاعطال الخارجية بين الفازات حتى لا تصل قيمة Bias current لحظة العطل الى الصفر وبالتالي أي قيمة بسيطة للDiff current لأي سبب كان سوف تجعل الريليه يصدر إشارة فصل خاطئة .بالإضافة أن هذا الاختيار يؤثر على زيادة حساسية تلك المرحلات مع الاعطال الارضية الداخلية على المحول.

من خلال سجلات الاعطال تبين أن هذا الامر يمكن أن يتسبب أحيانا بإشتغال خاطئ لأجهزة الحماية في بعض الحالات النادرة ، حيث أدى وجود عطل A-Phase-to- B-Phase Fault خارجي إلى اشتغال الحماية التفاضلية عندما تم اختيار compensation بأن تكون . (11 ,12)

The relay is set with CTR1 = 40, CTR2 = 240, TAP1 = 4.48, TAP2 = 4.12,
minimum operate current = 0.3, Slope 1 = 25%, Slope 2 = 70%, and k = 1



Differential Element 3 operates for external fault

و عندما تم عمل مقارنة لنفس العطل عندما تم اختيار compensation بأن تكون (12, 11) وعندما تكون (1, 0) ، وجد أن قيمة الDiff current أقل في حالة اختيار compensation بأن تكون (1, 0) وهي الحالة الأكثر استقرارية .

COMPENSATED CURRENTS WITH COMPENSATION SET TO (11, 12)

Input	Currents Measured by Relay (A primary)	Compensated Currents (pu of tap)
IAW1	912 ∠0°	4.21 ∠–1.4°
IBW1	414 ∠–175°	4.27 ∠–178°
ICW1	395∠175°	0.23∠74.8°
IAW2	4,620 ∠178°	4.66 ∠179°
IBW2	4,320 ∠2°	4.38 ∠1.43°
ICW2	323 ∠–35.9°	0.36 ∠–39.2°

$$\begin{bmatrix} IAW1C \\ IBW1C \\ ICW1C \end{bmatrix} = \frac{1}{CTR1 \cdot TAP1} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IAW1 \\ IBW1 \\ ICW1 \end{bmatrix}$$

$$ICW1C = \frac{1}{CTR1 \cdot TAP1} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (-IBW1 + ICW1)$$

$$\begin{bmatrix} IAW2C \\ IBW2C \\ ICW2C \end{bmatrix} = \frac{1}{CTR2 \cdot TAP2} \cdot \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IAW2 \\ IBW2 \\ ICW2 \end{bmatrix}$$

$$ICW2C = \frac{1}{CTR2 \cdot TAP2} \cdot \frac{1}{3} \cdot (-IAW2 + -IBW2 + 2 \cdot ICW2)$$

OPERATE AND RESTRAINT CURRENTS WITH COMPENSATION SET TO (11, 12)

Differential Characteristic Current	Differential Element 1	Differential Element 2	Differential Element 3
IOP (pu)	0.452	0.115	0.337
IRT (pu)	8.868	8.650	0.584
IOP/IRT (%)	5.1	1.3	57.7

COMPENSATED CURRENTS WITH COMPENSATION SET TO (0, 1)

Input	Currents Measured by Relay (A primary)	Compensated Currents (A secondary pu of tap)
IAW1	912 ∠0°	5.09 ∠0°
IBW1	414 ∠–175°	2.31 ∠–175°
ICW1	395 ∠175°	2.21 ∠175°
IAW2	4,620 ∠178°	5.22 ∠180°
IBW2	4,320 ∠2°	2.38 ∠4.68°
ICW2	323 ∠–35.9°	2.86 ∠–3.97°

$$\begin{bmatrix} IAW1C \\ IBW1C \\ ICW1C \end{bmatrix} = \frac{1}{CTR1 \cdot TAP1} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IAW1 \\ IBW1 \\ ICW1 \end{bmatrix}$$

$$ICW1C = \frac{1}{CTR1 \cdot TAP1} \cdot (ICW1)$$

$$\begin{bmatrix} IAW2C \\ IBW2C \\ ICW2C \end{bmatrix} = \frac{1}{CTR2 \cdot TAP2} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IAW2 \\ IBW2 \\ ICW2 \end{bmatrix}$$

$$ICW2C = \frac{1}{CTR2 \cdot TAP2} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (-IAW2 + ICW2)$$

OPERATE AND RESTRAINT CURRENTS WITH COMPENSATION SET TO (0, 1)

Differential Characteristic Current	Differential Element 1	Differential Element 2	Differential Element 3
IOP (pu)	0.131	0.068	0.652
IRT (pu)	10.307	4.687	5.062
IOP/IRT (%)	1.3	1.5	12.9

و خلاصة اختيار زوج المصفوفات المناسب للSEL Relays لتعزيز عامل الأمان هي كالتالي :

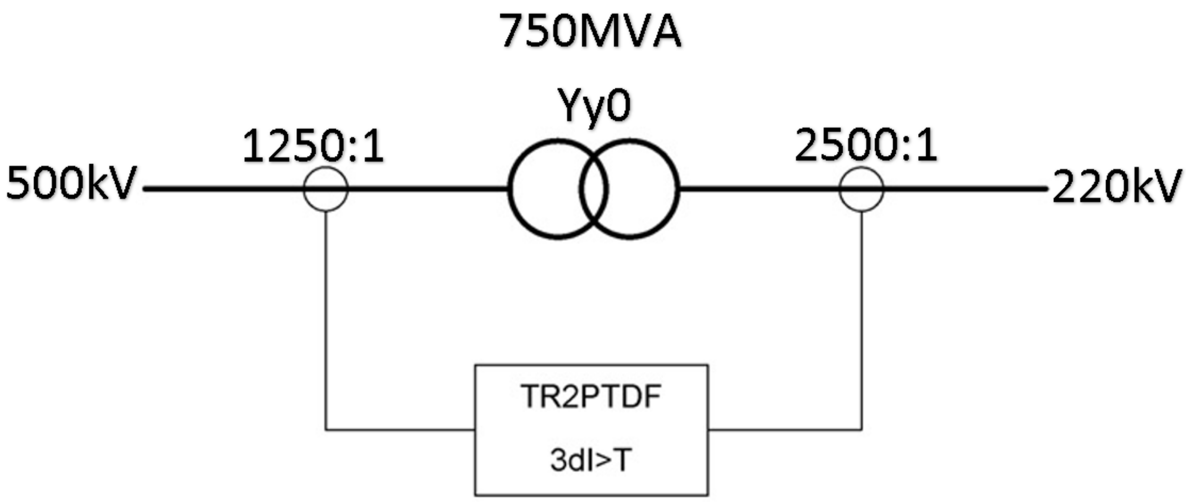
1. اختيار طرف الدلتا كمرجعا للزوايا دائما ، و ذلك لتجنب استخدام مصفوفات التعويض ذات الارقام الزوجية قدر الامكان "2,4,6,8,10,12) ..(even number matrices" ، لان استخدام تلك المصفوفات قد يتسبب احيانا بحدوث فصل خاطئ في حالة الاعطال التي تحصل بين الفازات (ph-ph) أو تلك الاعطال التي تتسبب بظهور تيارين على فازين فقط بحيث يكون لهما نفس المقدار وفرق في الزاوية بمقدار 180 درجة ، أما الABB Relay فتستخدم Y هي مرجع للزوايا .

2. في حال استخدام محول تأريض أو "zigzag" على طرف الدلتا ضمن حدود منطقة حماية المحول التفاضلية (أي داخل المنطقة المحددة بمواضع محولات التيار) ففي تلك الحالة فقط يجب ان تستخدم مصفوفة التعويض رقم 12 على طرف الدلتا وذلك بهدف إزالة مركبات التيار الصفرية او ما يعرف ب"zero seq currents elimination" لكونها لا تمر إلى الجانب الآخر من المحول وبالتالي تجنب الفصل الخاطئ مع الأعطال الأرضية الخارجية ، على سبيل المثال استخدام محول "Dyn1" مع محول تأريض "zigzag" على طرف الدلتا داخل حدود حماية "differential".. في هذه الحالة سيتم استخدام المصفوفات التالية W1=12, W2=1 بدلا من W1=0, W2=1 .

3. في حالة محولات "Auto" يجب استخدام زوج المصفوفات (11,11) بدلا من (12,12) لنفس الأسباب السابقة ، أو (0,0) في حال عدم الرغبة بعمل "zero seq elimination".

مثال عملي: محول قدرته 750MVA يحول من 500kV الى 220kV والVector group له Yy0 والCT Ratio جهة الHV هو 1250:1 وجهة الLV هو 2500:1 ، احسب

1. Rated current على طرفي المحول
2. CT Ratio Correction على طرفي المحول
3. القيم التي يجب حقنها على الريليه في حال الأعطال 3ph أو 2ph أو أعطال ال1ph



$$I_{HV\ rated\ current\ (Prim)} = \frac{s}{\sqrt{3} * V_{LL}} = \frac{750 \times 10^6}{\sqrt{3} * 500 \times 10^3} = \mathbf{866A}$$

$$I_{LV\ rated\ current\ (Prim)} = \frac{750 \times 10^6}{\sqrt{3} * 220 \times 10^3} = \mathbf{1968A}$$

$$I_{HV\ rated\ current\ (sec)} = \frac{I_{HV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio} = \frac{866}{(\frac{1250}{1})} = \mathbf{0.692A}$$

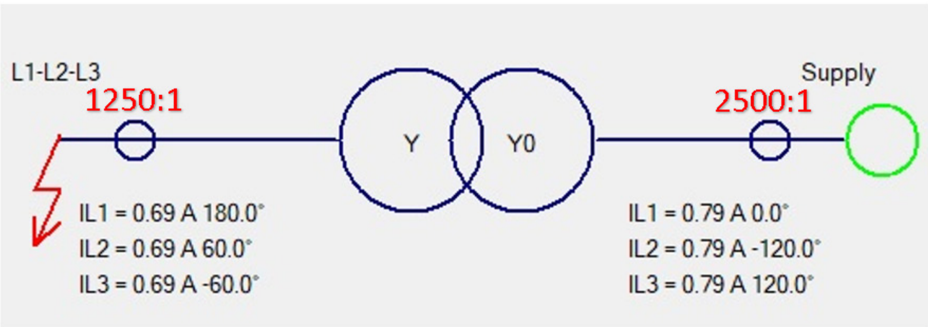
$$I_{LV\ rated\ current\ (sec)} = \frac{1968}{(\frac{2500}{1})} = \mathbf{0.787A}$$

وبما أن الVector group هو Yy0 ويندرج تحت الأرقام الزوجية ، فإن الKVG في حال ال3Ph و 2Ph fault هو 1 وفي حال ال1Ph fault هو 1.5 حسب هذا الجدول .

Type of fault	Reference winding (upper voltage)	Even VG–numeral 0, 2, 4, 6, 8, 10	Odd VG–numeral 1, 3, 5, 7, 9, 11
three–phase	1	1	1
two–phase	1	1	$\frac{\sqrt{3}}{2} \approx 0.866$
single–phase with I_0–elimination	$\frac{3}{2} = 1.5$	$\frac{3}{2} = 1.5$	$\sqrt{3} \approx 1.73$
single–phase without I_0–elimination	1	1	$\sqrt{3} \approx 1.73$

وبالتالي فإنه لعمل استقرارية على ثلاث فازات في الظروف الطبيعية فإننا نحقن ستة تيارات الى الريليه على النحو التالي :

لاحظ أننا عملنا Phase shift ب180درجة وذلك لأن الVG هو Yy0



Analog Outputs

Set Mode	Direct		
I Prim L1	692.0 mA	0.00 °	50.000 Hz
I Prim L2	692.0 mA	-120.00 °	50.000 Hz
I Prim L3	692.0 mA	120.00 °	50.000 Hz
I Sec L1	787.0 mA	180.00 °	50.000 Hz
I Sec L2	787.0 mA	60.00 °	50.000 Hz
I Sec L3	787.0 mA	300.00 °	50.000 Hz

وسوف تكون القراءات الظاهرة على الريليه بهذا الشكل ، لاحظ أنني أحقن Rated current ، و لكن الريليه يراها وكأنها 1 ، فكانت قيمة الDiff current هي 0 ، بينما قيمة الRest current تساوي 2 وهي مجموعهم على K وKg في سيمينز ريليز تساوي 1

Number	Measured value	Value
07742	IDiffL1(I/Inominal object [%])	0.00 I/InO
07743	IDiffL2(I/Inominal object [%])	0.00 I/InO
07744	IDiffL3(I/Inominal object [%])	0.00 I/InO
07745	IRestL1(I/Inominal object [%])	1.99 I/InO
07746	IRestL2(I/Inominal object [%])	2.01 I/InO
07747	IRestL3(I/Inominal object [%])	2.02 I/InO

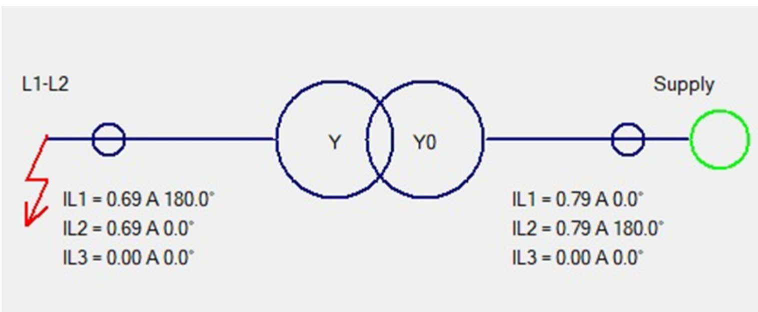
و لو قمنا بحقن التيار على R phase كلا الجهتين بزاوية صفر كما يلي :

Analog Outputs			
Set Mode	Direct		
I Prim L1	692.0 mA	0.00 °	50.000 Hz
I Prim L2	692.0 mA	-120.00 °	50.000 Hz
I Prim L3	692.0 mA	120.00 °	50.000 Hz
I Sec L1	787.0 mA	0.00 °	50.000 Hz
I Sec L2	787.0 mA	-120.00 °	50.000 Hz
I Sec L3	787.0 mA	120.00 °	50.000 Hz

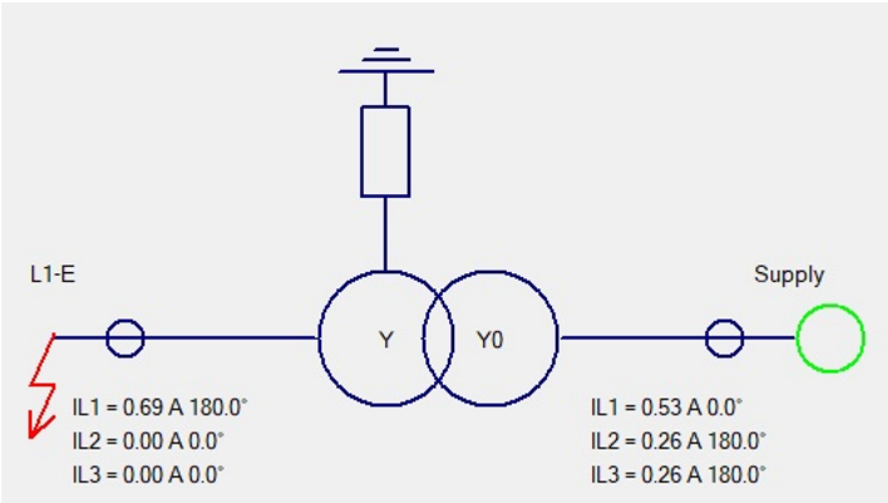
فإننا سوف نلاحظ بأن الDiff current أصبح يساوي 2 لأنه تم جمعهم اتجاهيا والRest current يساوي 2 أيضا .

Number	Measured value	Value
07742	IDiffL1(I/Inominal object [%])	2.00 I/InO
07743	IDiffL2(I/Inominal object [%])	2.00 I/InO
07744	IDiffL3(I/Inominal object [%])	2.00 I/InO
07745	IRestL1(I/Inominal object [%])	2.02 I/InO
07746	IRestL2(I/Inominal object [%])	2.00 I/InO
07747	IRestL3(I/Inominal object [%])	2.01 I/InO

أما اذا اردنا عمل استقرارية في حال 2Ph load خارجية بين L1 وL2 فقط فنحقن هذه القيم والزوايا واللي بينهم 180 درجة كphase shift بين الHV وLV وبين L1وL2 على نفس الجهة ، ويجب أن يبقى الDiff current يساوي صفر ، والRest current يساوي 2 على فازين فقط .

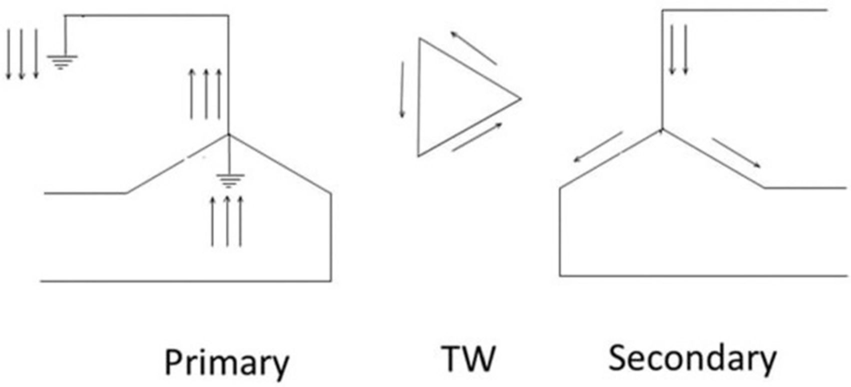


أما إذا أردنا عمل استقرارية في حال 1Ph load خارجية على L1 فقط ، فسوف تختلف طريقة الحقن بناءا على تأريض كل جهة ، فاذا كانت جهة المصدر معزولة عن الأرض والجهة الأخرى مؤرضة فإن ال Zero Sequence Elimination سوف تكون في وضع ON عند الجهة المؤرضة، وعليه فإننا نحسب قيمة الZero Sequence current و هي ثلث المجموع الاتجاهي للثلاث تيارات ومن ثم نطرحها من الفازات الثلاث ، فنحقن هذه القيم والزوايا وسوف يظهر أن الDiff current يساوي 1 على الفيز الذي حدث عليه العطل و يساوي 0.5على باقي الفازات ، والRest current يساوي 2 على فاز واحد فقط و 1 على باقي الفازات .



$$I_A^* = I_A - I_0$$
$$I_B^* = I_B - I_0 \quad \text{or in matrix-form} \quad \begin{bmatrix} I_A^* \\ I_B^* \\ I_C^* \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$
$$I_C^* = I_C - I_0$$

The zero sequence current is: $I_0 = \frac{1}{3} \cdot (I_A + I_B + I_C)$



Short-circuit current distribution for a line-to-ground fault on the secondary, with the primary system neutral ungrounded

وإذا كان المحول مؤرض من الجهتين فإن ال Zero Sequence Elimination سوف تكون في وضع ON ، فإننا نضرب قيم التيارات المحسوبة سابقا في حالة 2Ph و 3Ph ب1.5 ومن ثم نحقن على Phase واحد فقط على كلا الجانبين وفرق الزاوية بينهم هو 180 درجة ، بحيث يكون قيمة الDiff current تساوي صفر ، بينما قيمة الRest current يساوي 2 على فاز واحد فقط .

وإذا لم يكن المحول مؤرض ، أو كانت Zero Sequence Elimination غير مفعلة فتعامل 2Ph و 3Ph ولا نضربها ب1.5 ونحقن نفس القيمين بفرق زاوية 180 درجة .

ما سبق هو ما يسمى باختبار الDiff secondary stability ، أما اختبار ال Diff secondary Sensitivity فيكون من خلال اختبار قيم الDiff current setting وال tripping characteristics الخاص به .

<u>Setting value :0.2 I/Ino for 7UT siemens relays</u>

	HV Side				LV Side			
Fault	Pick up 85%	Trip 100%	Drop off 70%	Trip time at 1.5Iset	Pick up 85%	Trip 100%	Drop off 70%	Trip time at 1.5Iset
3Ph	0.117	**0.138**	0.097	33.1ms	0.134	**0.157**	0.094	31.1ms
2Ph	0.117	**0.138**	0.097	34.0ms	0.134	**0.157**	0.094	32.0ms
1Ph	0.177	**0.208**	0.146	32.1ms	0.201	**0.236**	0.165	32.1ms

3Ph & 2Ph fault @HV

$$0.2\left(\frac{I_{LV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio}\right) = 0.2\left(\frac{1968}{\left(\frac{2500}{1}\right)}\right) = 0.2(\mathbf{0.787A}) = \mathbf{0.157}$$

1Ph fault @HV

$$0.2\left(\frac{I_{HV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio}\right) * 1.5 = 0.2(\mathbf{0.692A}) * \mathbf{1.5} = \mathbf{0.207}$$

اذا كانت **I0-Elimanation** مفعلة نضرب النتيجة ب **1.5** ، واذا كانت غير مفعلة فنضربها ب1

1Ph fault @LV

$$0.2\left(\frac{I_{LV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio}\right) * 1.5 = 0.2(\mathbf{0.787A}) * \mathbf{1.5} = \mathbf{0.236}$$

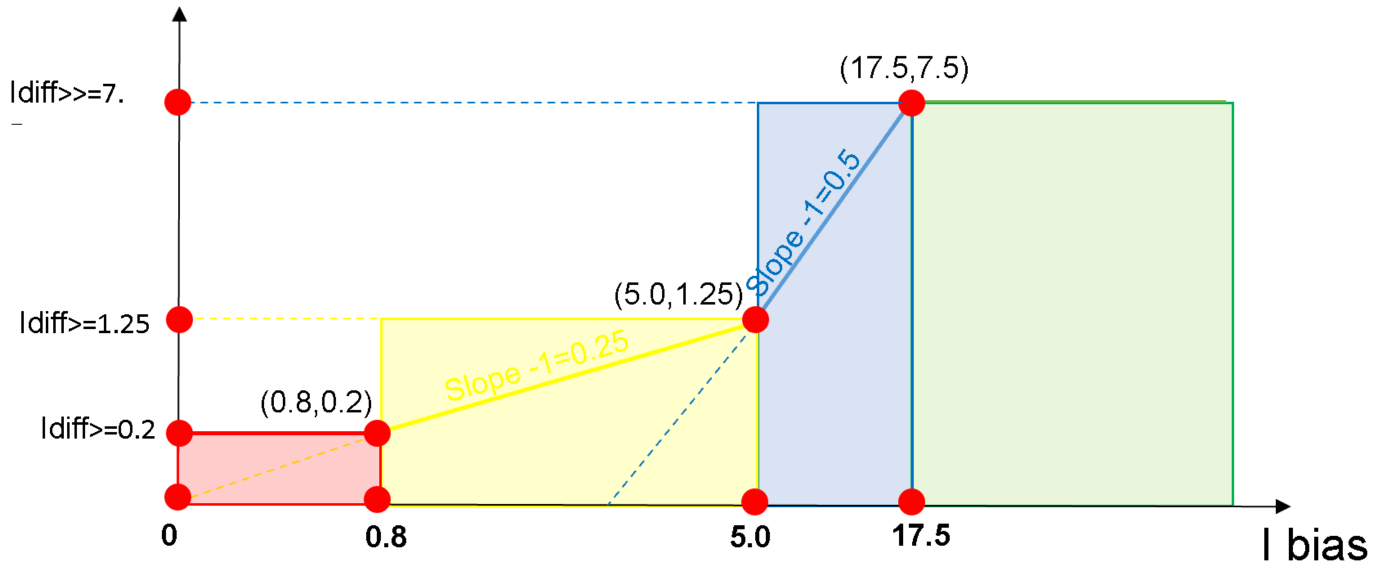
اذا كانت **I0-Elimanation** مفعلة نضرب النتيجة ب **1.5** ، واذا كانت غير مفعلة فنضربها ب1

و كل ريليه عادة ما يكون له اكسل شيت خاص فيه يقوم بجميع هذه الحسابات ، ولكن يجب عليك معرفة كيفية عمل معادلات هذه الإكسل شيت قبل استخدامها ، خوفا من أي يكون فيها أي خطأ .

For Idiff> Test [Inject from only one side]		
For Primary Side		
Fault Type	*Reference Winding (Upper Voltage)*	
Three Phase	0.138564065	
Two Phase	0.138564065	
Single Phase with Io elimination	0.207846097	
Single Phase without Io elimination	0.138564065	
For Secondary Side		
Fault Type	*Even VG-numeral 0,2,4,6,8,10*	*Odd VG-numeral 1,3,5,7,9,11*
Three Phase	0.157459164	0.157459164
Two Phase	0.157459164	0.136363636
Single Phase with Io elimination	0.236188746	0.272727273
Single Phase without Io elimination	0.157459164	0.272727273
Note: The Pickup value is 85% of the above calculated values. The Dropoff value is 70% of the Trip Value.		

أما اختبار ال tripping characteristics فنقوم بإيجاد حسابات Diff current و Rest Current من معادلات الSlop التي تم تفصيلها في سابقا ، و النتيجة النهائية لقيمة ال Diff current نضربها بالعوامل التي تم شرحها في هذا الجزئية من الكتاب في حال أردنا اختبار الحماية التفاضلية للمحولات ، أما إذا أردنا اختبار الحماية التفاضلية للخطوط فلا يوجد فيها أي معاملات نضربها في قيمة الDiff current.

Line	Line Equation	I bias Domain	I diff operate
Line-1	Idiff=0.2	0≤ Ibais≤ **0.8**	Idiff>**0.2**
Line-2	Idiff=0.25*Ibais	**0.8**≤ Ibais≤ **5.0**	**0.2**< Idiff >**1.25**
Line-3	Idiff=0.5*(Ibais-2.5)	**5.0**≤ Ibais≤ **17.5**	**1.25**< Idiff > **7.5**
Line-4	Idiff=7.5	Ibais≥**17.5**	Idiff>**7.5**



$$@\ I\ bias = 1 \rightarrow\ Line2 \rightarrow Idiff = 0.25 * Ibais\ \rightarrow Idiff = 0.25 \rightarrow (Ibias, Idiff) \rightarrow \mathbf{(1.0, 0.25)}$$

عندما تكون قيمة ال Rest Current يساوي 1 ، فإن ال Diff current الناتجة من المعادلات هي 0.25 .

و هنا سوف نسأل أنفسنا هذا السؤال ، ما هي القيم التي يجب أن أحقنها على الطرفين حتى أستطيع إنتاج Rest Current قيمته 1 ويقابلها Diff current قيمته 0.25، نحن أمام معادلتين واحدة لل Diff current والأخرى لل Rest Current .

$$I_{diff} = I_{HV} - I_{LV} \rightarrow 0.25 = I_{HV} - I_{LV}$$

$$I_{bias} = I_{HV} + I_{LV} \rightarrow 1.0 = I_{HV} + I_{LV}$$

وهنا نلاحظ أن اختلاف أي قيمة لتيار الHV والLV سوف يؤثر بشكل مباشر على قيمتي ال Diff currentو Rest Current ، فلا يمكن في هذه الحالة تثبيت قيمة I_bias للحصول على I_diff إلا من خلال تثبيت المقدار وتغير الزوايا ، ويمكن من حل المعادلتين ببعضهم أن نتوقع القيم اللازم حقنها لتحقيق قيمتي ال Diff currentو Rest Current المطلوبة حسب المنحنى.

لو أخذنا قيمة الI_HV من معادلة الI_diff ، فإن قيمتها سوف تساوي :

$$I_{HV} = 0.25 + I_{LV}$$

وعند تعوضيها في معادلة I_bias ، فإننا نوجد قيمة الI_LV ، ومن ثم نعوضها في أي معادلة لإيجاد قيمة الI_HV

$$1.0 = I_{HV} + I_{LV}$$

$$1.0 = (0.25 + I_{LV}) + I_{LV}$$

$$1.0 = 0.25 + 2I_{LV}$$

$$I_{LV} = \frac{1.0 - 0.25}{2} = \mathbf{0.375A}$$

$$I_{HV} = 1.0 - I_{LV} = 1.0 - 0.375 = \mathbf{0.625A}$$

و يمكن استخدام طريقة أخرى أسهل للفهم من خلال عمل جمع وطرح المعادلات ببعضها واستخراج قيم I_HV و I_LV المتوقع حقنهم

$$I_{diff} = I_{HV} - I_{LV}$$

$$+$$

$$I_{bias} = I_{HV} + I_{LV}$$

$$=$$

$$I_{diff} + I_{bias} = 2I_{HV}$$

$$I_{HV} = \frac{I_{diff} + I_{bias}}{2}$$

$$I_{diff} = I_{HV} - I_{LV}$$

$$-$$

$$I_{bias} = I_{HV} + I_{LV}$$

$$=$$

$$I_{diff} - I_{bias} = -2I_{LV}$$

$$I_{LV} = \frac{I_{bias} - I_{diff}}{2}$$

$(Ibias, Idiff) \rightarrow \mathbf{(1.0, 0.25)}$

$$I_{HV} = \frac{I_{bias} + I_{diff}}{2} = \frac{1.0 + 0.25}{2} = \mathbf{0.625A}$$

$$I_{LV} = \frac{I_{bias} - I_{diff}}{2} = \frac{1.0 - 0.25}{2} = \mathbf{0.375A}$$

الآن نقوم بتعديل هذه القيم حسب الCT Correction factor

3Ph & 2Ph fault @HV

$$0.625\left(\frac{I_{HV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio}\right) = 0.625\left(\frac{866}{\left(\frac{1250}{1}\right)}\right) = 0.625(\mathbf{0.692A}) = \color{red}{\mathbf{0.433}}$$

3Ph & 2Ph fault @LV

$$0.375\left(\frac{I_{LV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio}\right) = 0.375\left(\frac{1968}{\left(\frac{2500}{1}\right)}\right) = 0.375(\mathbf{0.787A}) = \color{red}{\mathbf{0.295}}$$

1Ph fault @HV

$$0.625\left(\frac{I_{HV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio}\right) * 1.5 = 0.625(\mathbf{0.692A}) * \mathbf{1.5} = \color{red}{\mathbf{0.649}}$$

اذا كانت **I0-Elimanation** مفعلة نضرب النتيجة ب **1.5** ، واذا كانت غير مفعلة فنضربها ب1

1Ph fault @LV

$$0.375\left(\frac{I_{LV\ rated\ current\ (Prim)}}{CT\ Ratio}\right) * 1.5 = 0.375(\mathbf{0.787A}) * \mathbf{1.5} = \color{red}{\mathbf{0.443}}$$

اذا كانت **I0-Elimanation** مفعلة نضرب النتيجة ب **1.5** ، واذا كانت غير مفعلة فنضربها ب1

و هذه الحسابات أيضا موجودة في نفس الاكسل شيت

Slope-1			
Irest=	1	IH.S	0.625
Idiff=	0.25	IL.S	0.375

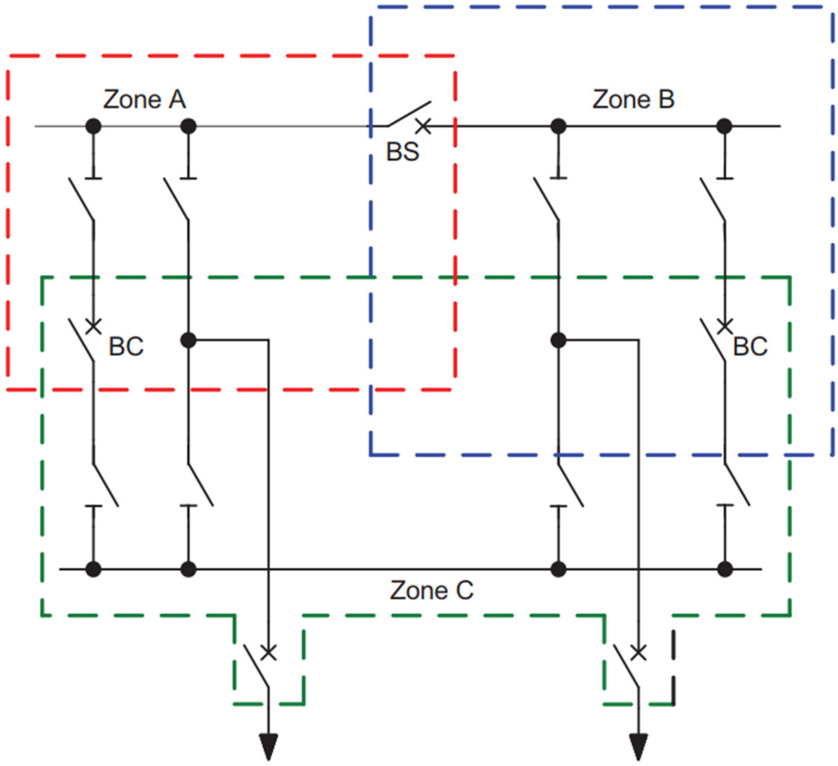
For Slope-1 Test [inject from both sides with IH.S=IH.S∟0° and IL.S=IL.S∟180°		
For Primary Side		
Fault Type	*Reference Winding (Upper Voltage)*	
Single Phase with Io elimination	0.649519053	
Single Phase without Io elimination	0.433012702	
For Secondary Side		
Fault Type	*Even VG-numeral 0,2,4,6,8,10*	*Odd VG-numeral 1,3,5,7,9,11*
Single Phase with Io elimination	0.4428539	0.511363636
Single Phase without Io elimination	0.295235933	0.511363636

وبالتالي فإننا نستنتج بأن حقن قيمة تيار جهة الHV قيمته0.433A وبزاوية 0° و تيار قيمته 0.295A جهة الLV بزاوية 180° سوف ينشئ Rest Current قيمته 1 و Diff current قيمته 0.25

فنقوم بحقن تيار قيمته0.433A وبزاوية 0° جهة الHV ، ثم نحقن قيمة قريبة من 0.295A بزاوية 180° يعني أكثر منها قليلا ، كأن نقول 0.320 كمثال ، و من ثم نخفضها تدريجيا حتى نلاحظ بأن الريلية قد أصدر إشارة فصل عند قيمة 0.295A بالضبط ، وسوف نلاحظ بأنه عند قيمة Rest Current تساوي 1 و، فإن Diff current تكون قيمته 0.25 وهذا يعني أن الريليه يعمل حسب المنحنى بشكل صحيح وهو المطلوب .

BB Low Impedance Differential Protection-1

ناقشنا سابقا تفاصيل حماية الخطوط والمحولات ، وفي هذه الحلقة سوف نبدأ شرح الحماية التفاضلية للبسبار ونبدأ بالBB Low impedance Diff protection فكونوا معنا ..



يعتبر ال Busbar (BB) من أقل عناصر منظومة القوى الكهربية تعرضا لوقوع أعطال عليه، لكنه في نفس الوقت يعتبر الأخطر بين كافة عناصر المنظومة، لأنه عند حدوث عطل أو خطأ ما على ال BB فإن الحل الوحيد أمام الحماية الخاصة به هو فصل جميع مصادر التغذية الداخلة عليه وكذلك فصل جميع الأحمال الخارجة منه، وبالتالي فهو فعلا الأكثر حساسية في منظومة الوقاية. ومن هنا فيجب توخي الحذر الشديد قبل إصدار قرار بتشغيل وقاية ال BB.

في بداية التعامل مع النظام الكهربائي لم يكن هناك جهاز وقاية خاص بال BB، وكان يتم حماية الBB من خلال OC relays المستخدم على Feeders فقط ، ومع تطور النظام الكهربائي دعت الحاجة إلى وجود جهاز خاص به .

مع ملاحظة أن تخصيص أجهزة لوقاية ال BB لا يتم سوى في الأنظمة الكبيرة فقط بينما يكتفي بالوقاية الاحتياطية لبقية عناصر منظومة القوى للعمل كوقاية لل BB. علما بأن عدم اكتشاف أعطال ال BB لا يتسبب فقط في خسارة الى BB لكنه يتسبب في احتراق المحطة بالكامل لأن كافة عناصر المحطة مرتبطة بدرجة ما بال BB.

فنتيجة لهذه المشاكل المتوقعة فقد اعتمدت كافة المحطات الكبرى فكرة تقسيم ال BB الواحد إلى عدة أجزاء منفصلة عن بعضها وقابلة للربط مع بعضها أيضا بهدف منع فصل المحطة بالكامل بسبب عطل على ال BB، وبالتالي نستطيع تقليل حجم الأجزاء التي يتم فصلها. ويراعى أن يتم تغذية الأجزاء المهمة في المحطة من أكثر من جزء من أجزاء ال BB لضمان الاستمرارية في حالة فصل أحد الجزئين.

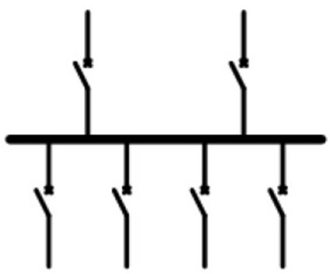
و من أشهر أنواع أنظمة الBB المستخدمة في المحطات الكهربائية طبقا لطريقة ترتيبات ال BB داخل المحطة:

A- النوع الأول : Single BB

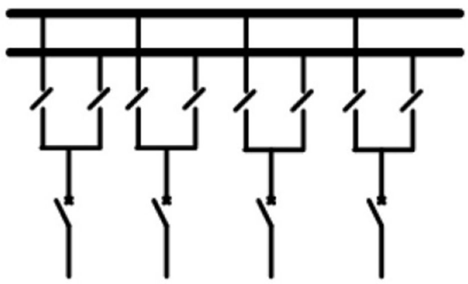
B- النوع الثاني: Single BB with Bus Section

C- النوع الثالث: Double BB with Bus Coupler

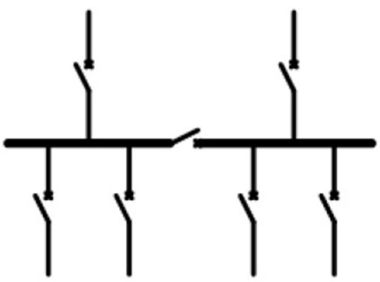
D- النوع الرابع: BB One and Half



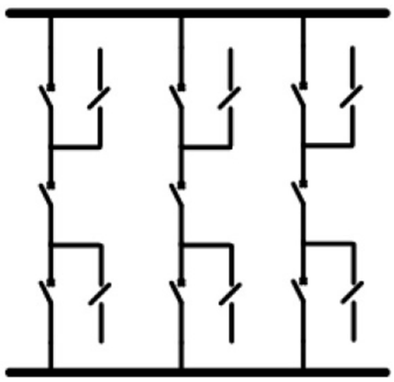
A- Single BB



C- Double BB



B- Sectionalized BB

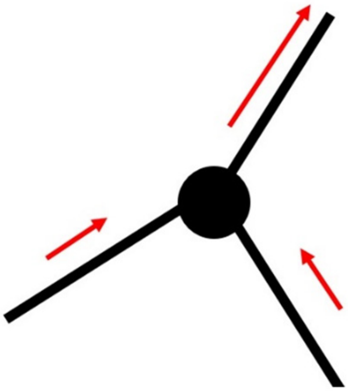


D- One and Half BB

تتعدد الطرق المستخدمة في حماية ال BBs طبقا لنوع ال BB ودرجة التعقيد في تصميمه ودرجة أهميته. لكن في كل الأحوال يجب أن تتميز وقاية الى BB عموما باعتمادية High Reliability وقدرة عالية على تمييز الأعطال Discrimination وسرعة الفصل خشية خروج المحطة بالكامل من الخدمة.

و أغلب هذه الطرق ستعتمد على تطبيق Kirchoff Current Law, KCL، وهو القانون الذي ينص على أن مجموع التيارات الداخلة إلى نقطة تساوي مجموع التيارات الخارجة منها والنقطة في حالتنا هي الBB .

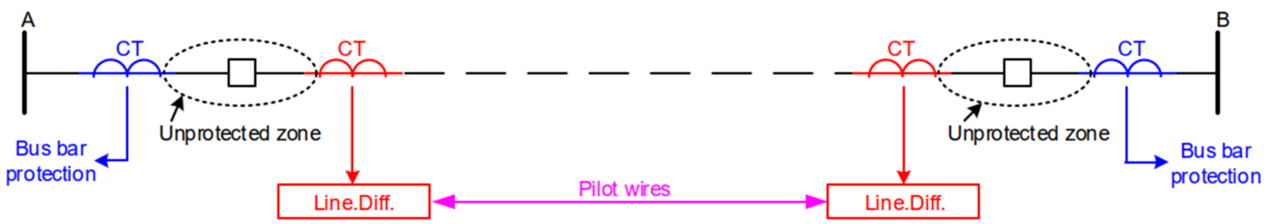
وهذا القانون يمكن تطبيقه بالطبع في الظروف الطبيعة وفي حالة الأعطال الخارجية سيظل مجموع التيارات الداخلة على الBB يساوي مجموع التيارات الخارجة.



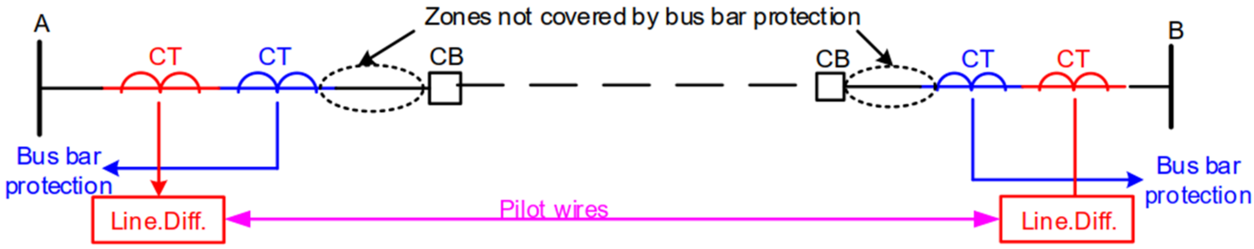
$$I1 + I2 + I3 = \Sigma I = 0$$

موقع تركيب الCT

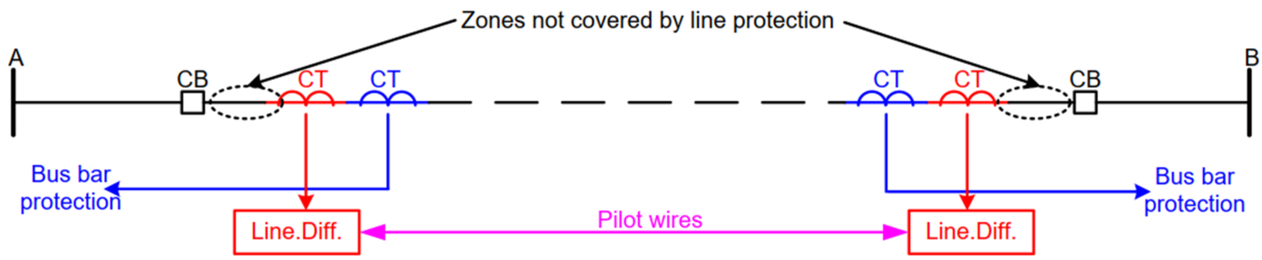
في حال تم تركيب CT خاص بحماية الBB فإننا نريد التنويه هنا أنه اذا وضع الLine Diff CT الملون باللون الأحمر بعد الCB وال BB Diff CTذا اللون الأزرق قبله أي بين الCB والBB ، فإنه سوف تظهر لدينا منطقة غير محمية لا من حماية الخط ولا حماية البسبار ، يعني في حال حدث عطل عليها فلن تشعر أي حماية أساسية فيه، وهذه المنطقة هي ما تسمى بDead Zone أي المنطقة الميتة .



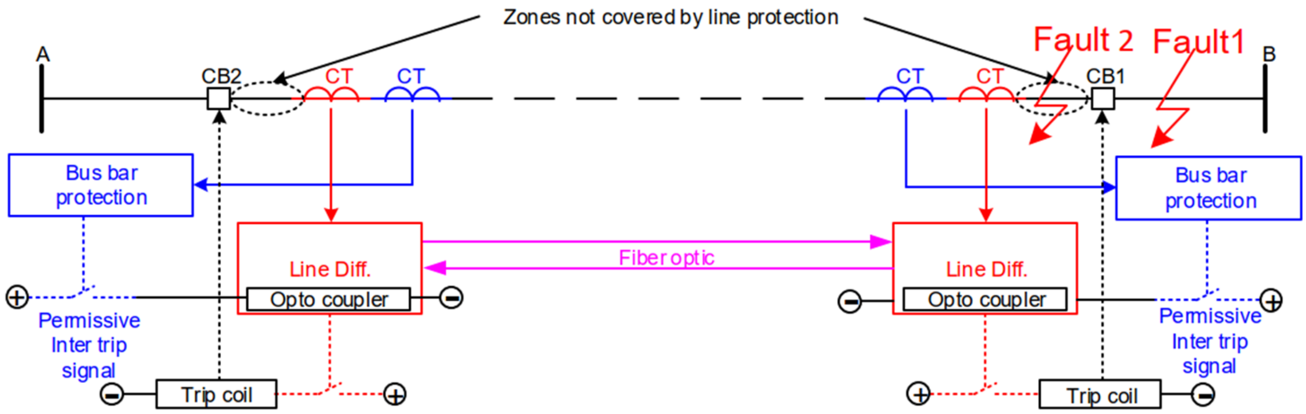
أما إذا تم نقل الCT Line Diff و وضعه بين الCB والBB ، فإن المنطقة بين الCB وال BB CT فسوف تكون غير مغطاة بنظام حماية القضبان ، وهذا يعني أنه إذا حدث عطل عليها فسوف تعمل حماية الخط وليس حماية البسبار ويفصل الCB ولكن فتح القاطع لم يعزل العطل ،سوف تستمر تغذيته من البسبار ، وهذا شيء خاطئ .



أما إذا تم نقل كلا الCT's بعد الCB فسوف تظهر لدينا مشكلة أنه إذا حدث عطل بين القاطع وCT Line Diff فسوف تعمل حماية الBB ولن تعمل حماية الخط لعدم وقوع العطل داخل نطاق حمايتها، وهذا يعني أنه لو فصل جميع القواطع المتصلة بالBB فلن تعزل العطل ، لأن العطل سوف تستمر تغذيته من Remote End CB الخاصة بالخط !!

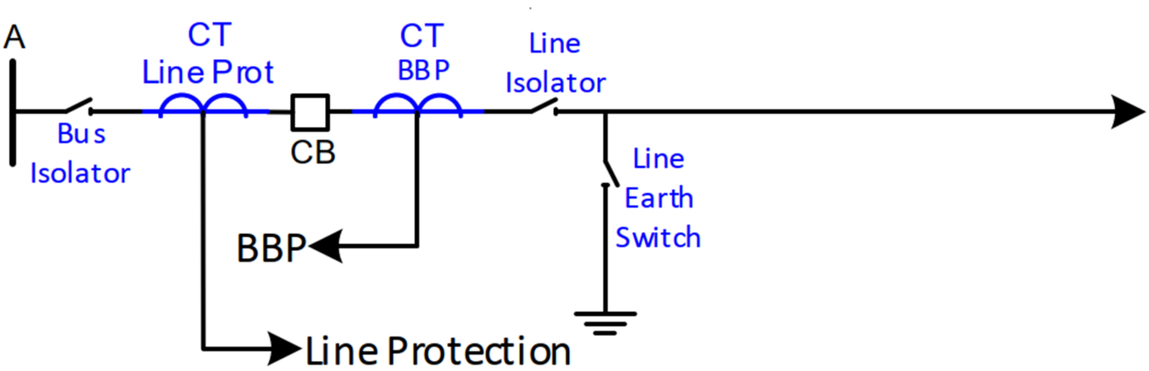


لذا قلنا سابقا أنه يمكن حل هذه المشكلة من خلال قيام BB Protection بإرسال إشارة فصل إلى الLine Diff Protection والذي بدوره قام بارسال هذه ال Inter-trip signal إلى النهاية البعيدة للخط Remote End CB ، وذلك إذا استمر مرور التيار بعد فتح الCB خلال زمن يتراوح من 100 إلى 150msec .

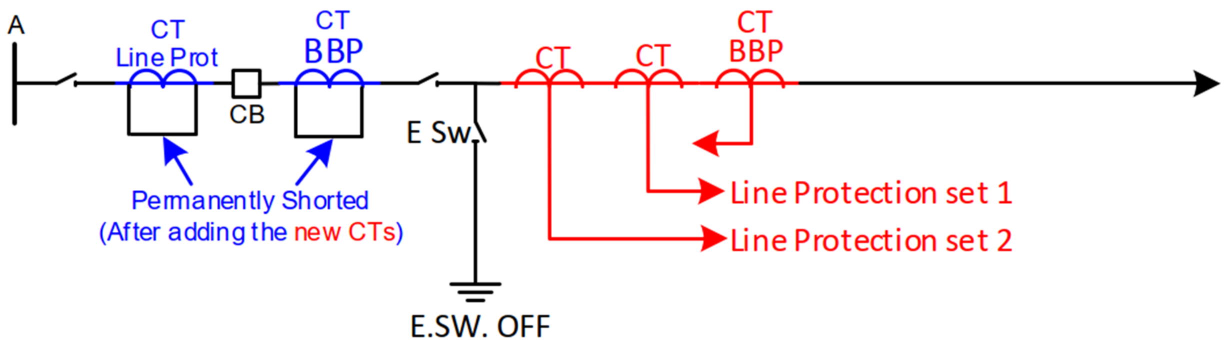


- في حال Fault-1 لا يلزم فصل CB2 الموجود في الRemote end substation ، وذلك لانقطاع مرور التيار عند فصل الCB1 من حماية الBB.
- بينما في حالة Fault-2 فإن الCB2 سوف يفصل عند حدوث عطل على BB-B ، وذلك بسبب استمرارية مرور التيار حتى بعد فتح القاطع CB1، حيث مكان حدوث العطل سيسمح باستمرار مرور التيار من خلال CB2 اذا بقي مغلقا حتى بعد فتح الCB1 .

و أفضل وضعية لمواقع الCT's للتنسيق بين الحمايات المختلفة تكون من خلال تركيب ال Line Diff CT بين الBB والCB ، وأن يتم تركيب الCT BB Diff بعد الCB لتحقيق التداخل أو الOverlapping بين الProtection Zones .



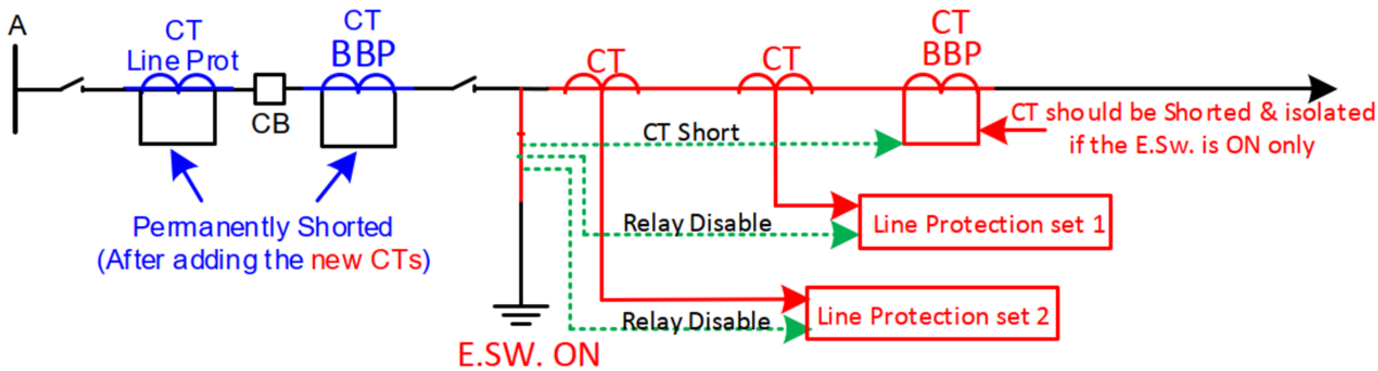
و لكن نظرا لنمو الشبكات وتطورها وزيادة القدرات التي تنقلها الدوائر ، فإن ذلك يستلزم أحيانا تركيب محولات تيار جديدة بمواصفات أعلى مناسبة تستوعب هذه القدرات الجديدة ، وفي هذه الحالة نضطر الى تركيب محولات التيار الجديدة بعد الCB ، ويتم عمل Short دائم على محولات التيار القديمة .



ومن الجدير بالذكر هنا أيضا أن محولات التيار المخصصة لحماية الBB تكون بالخدمة عندما يكون أرضي الخط مفصولا , بينما يتم عمل Short circuit على BB CT إذا كانت سكينة الأرضي موصلة ، وذلك لتلافي الإشتغال الخاطئ لنظام حماية القضبان بالمحطة تحت أحد ظرفين :

1. حالة توصيل الدائرة (بالخطأ) من النهاية البعيدة Remote end إذا كان سكينة الأرضي بالمحطة موصلة.
2. حالة مرور تيار الشحن Cable Sheath بالحث Induction من دائرة أخرى live مجاورة .

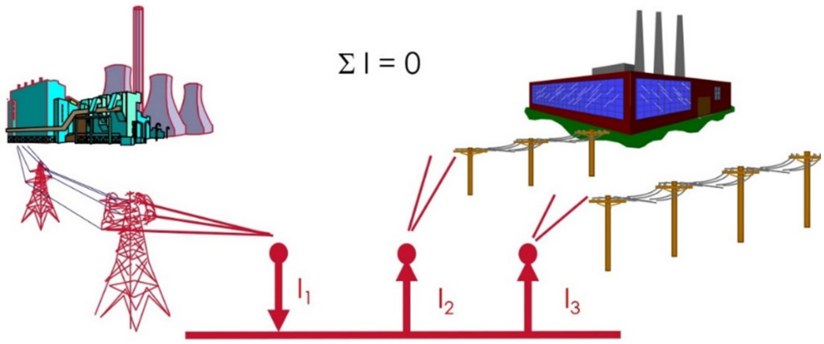
بينما يتم عمل Disable للLine protection عندما تكون سكينة الأرضي موصلة ، وذلك لتلافي أي Wrong operation بسبب مرور تيار الشحن Cable Sheath الناشيء بالحث من دائرة live مجاورة .



الBB يعتبر منطقة تجمع و انتقال للتيار من جهة التوليد أو الشبكة إلى اتجاه تغذية الأحمال .

لاحظ في هذه الصورة أنه في الوضع الطبيعي فإن التيار الداخل الى BB من خلال ال Incomer CB وهو I1 سوف يساوي مجموع التيارات الخارجة من الOutgoing CB وهما I2 وI3 .

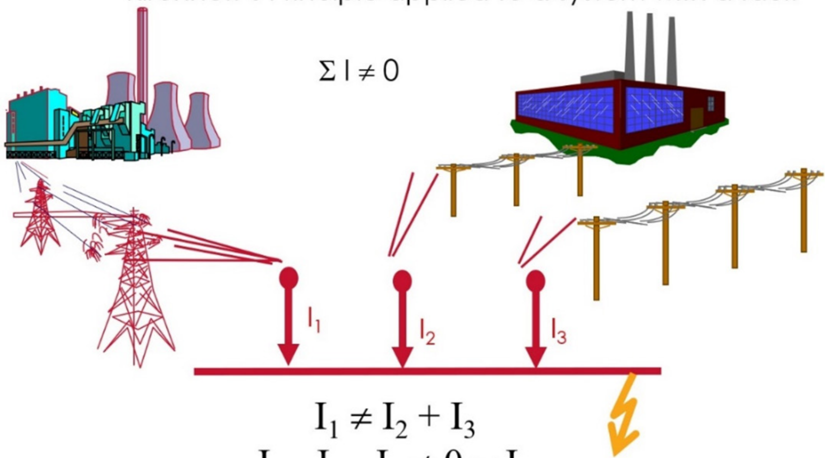
Kirchhoff's Principle applied to a healthy system



$$I_1 = I_2 + I_3$$
$$I_1 - I_2 - I_3 = 0$$

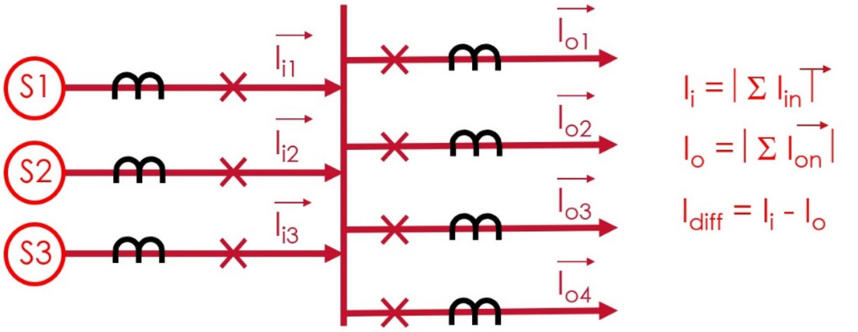
فإذا حدث عطل على BB نفسه فإن جميع التيارات سوف تتجه لتغذية نقطة العطل على الBB ، و بالتالي فإن المجموع الاتجاهي لحظة العطل لن يساوي صفر .

Kirchhoff's Principle applied to a system with a fault

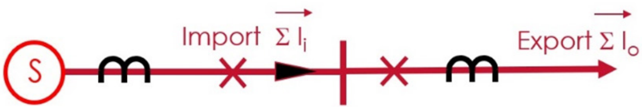


$$I_1 \neq I_2 + I_3$$
$$I_1 - I_2 - I_3 \neq 0 = I_F$$

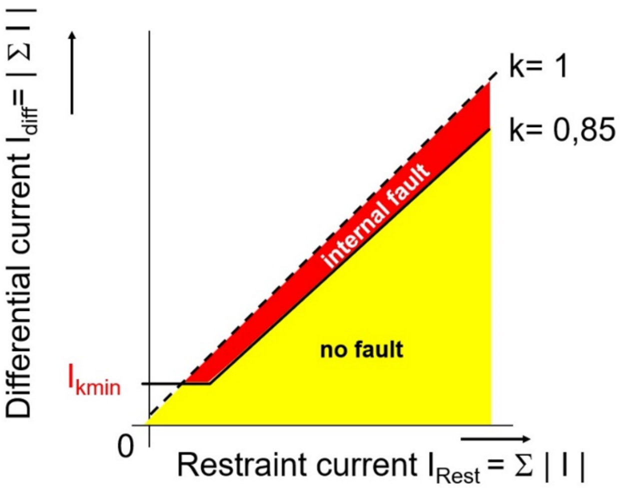
فإذا كان هناك أكثر من Source فإن مجموع التيارات الداخلة إلى الBB سوف يساوي مجموع التيارات الخارجة منه ، وقيمة الDiff current هو فرق التيار بينهم .



Simplified Substation Scheme $\Sigma I_{in} = \Sigma I_{on}$



مبدأ عمل الLow impedance diff protection هو قياس قيمة ال Differential current و Restraint current ، فإذا كان قيمة ال Differential current أكبر من قيمة ال Idiff min وفي نفس الوقت قيمة ال Differential current بالنسبة لل Restraint current أكبر من قيمة الSlope فسوف يصدر الريليه إشارة فصل .



Low impedance measuring principle

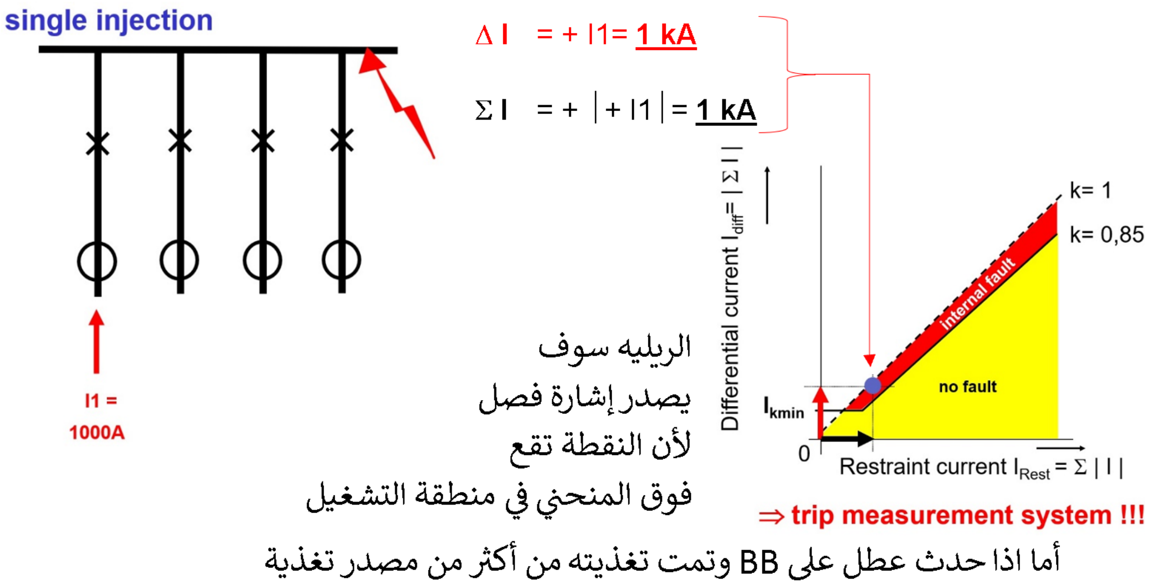
If

$\Sigma I >$ Idiff min & $(\Sigma I / \Sigma |I|) > k$

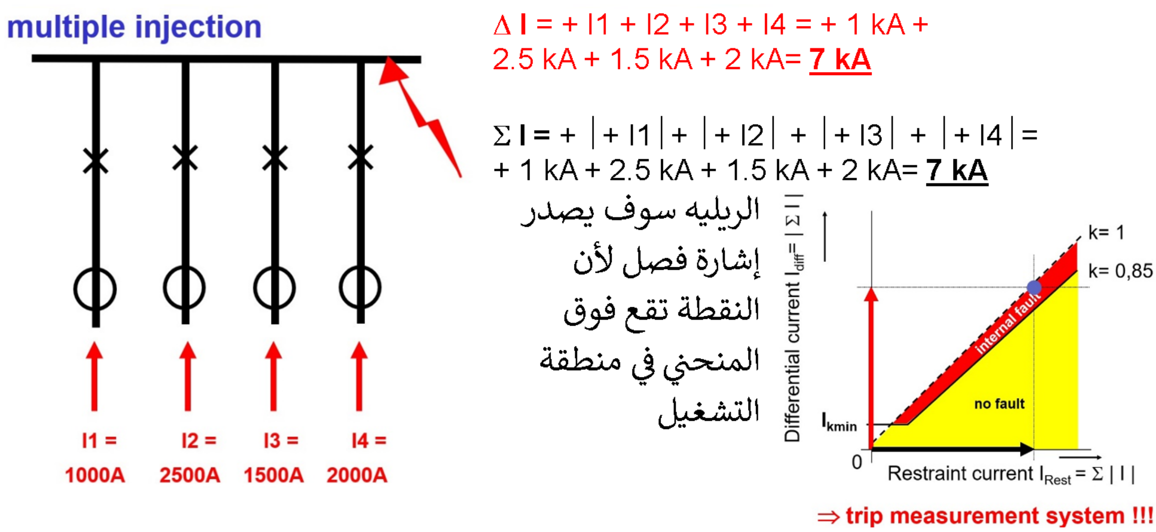
Then

Trip Busbar Protection

فإذا حدث عطل على BB نفسه قيمته 1kA ويتغذى فقط من مصدر تغذية واحد فإن قيمة ال Differential current سوف تساوي 1kA ، وقيمة الRestraint current أيضا تساوي 1kA .

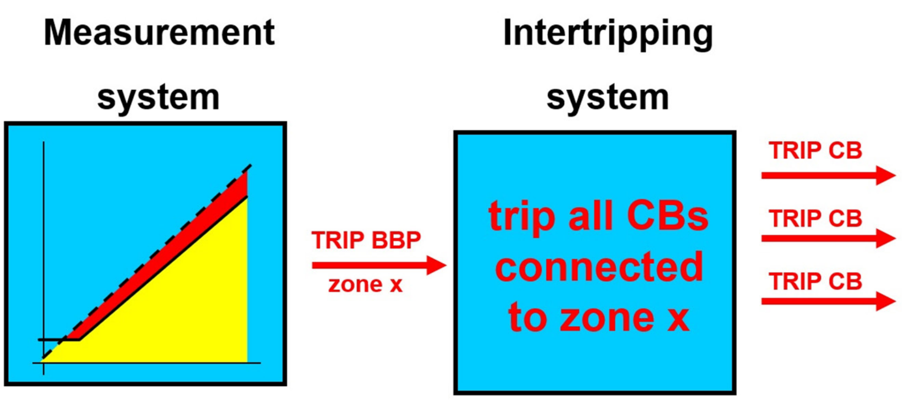


أما إذا حدث عطل على BB وتمت تغذيته من أكثر من مصدر تغذية .



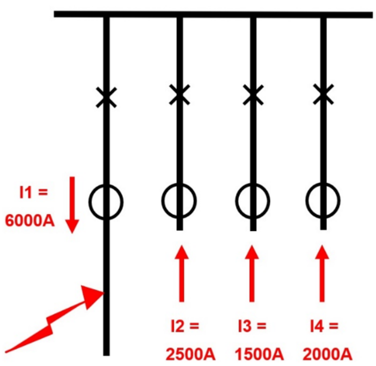
في حال صدرت إشارة فصل من الBB ، فإن هذه الإشارة تذهب الى نظام يسمى ب Intertripping، وهو القادر على معرفة وتمييز من هي القواطع التي يجب أن تفصل عند هذا العطل؟ والقواطع التي لا يجب أن تفصل ، يعني إذا كان الBB الواحد مقسم إلى 4 Zones ، وحدث عطل على الZone 2 مثلا ، فإنني يجب أن أفصل القواطع المرتبطة بهذه الZone فقط .

Tripping flow chart



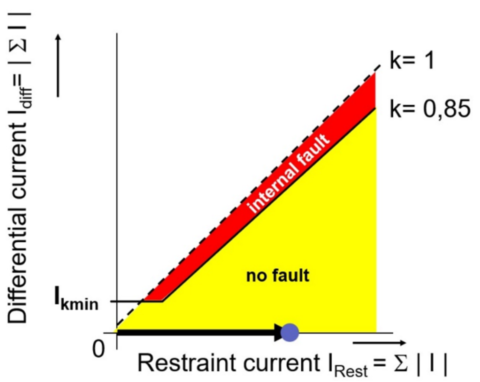
وإذا حدث عطل خارج حدود الBB ، كأن يكون على الخط مثلا ، فإن جميع التيارات الداخلة إلى الBB سوف تخرج منه لتغذية نقطة العطل ، وهذا يعني أن قيمة ال Differential current يفترض أن تكون صفر ، حيث نفترض بأن التيار الداخل الى BB موجب والخارج سالب، بينما قيمة الRestraint current سوف تكون 12kA وهي ناتجة من المجموع القياسي للتيارات .

line fault



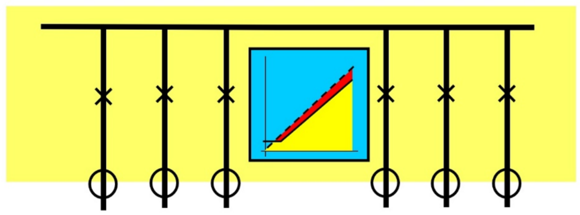
Δ I = + I1 + I2 + I3 + I4 = - 6 kA + 2.5 kA + 1.5 kA + 2 kA= **0 kA**

Σ I= + |+ I1| + |+ I2| + |+ I3| + |+ I4| = + 6 kA + 2.5 kA + 1.5 kA + 2 kA= **12 kA**



بما أن النقطة تقع تحت المنحنى فإن الريليه سوف يبقى مستقر اثناء الأعطال الخارجية.

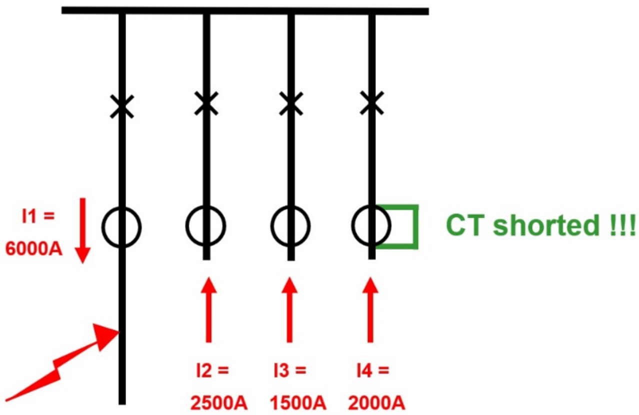
⇒ measurement system stable !!!



لا ننسى بأن حدود منطقة الBB أو ما تسمى بBB Zone ، يتم تحديدها من خلال موضع تركيب الCT

الآن ماذا لو حدث عطل على الخط حيث يعتبر عطل خارجي بالنسبة للBB Protection ، وهذا العطل جعل أحد الCT’s يدخل في مرحلة الSaturation ، يعني وكأن الCT secondary أصبحت short ، فماذا سوف يحدث ؟

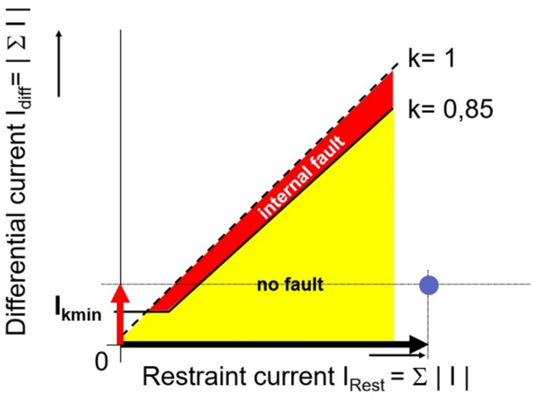
لمعرفة ذلك فإننا نقوم بإيجاد نقطتي الDiff و Rest current ومن ثم نطبقها على المنحنى .



Δ **I** = + I1 + I2 + I3 + I4 = - 6 kA + 2.5 kA + 1.5 kA + 0 kA= **<u>2 kA</u>**

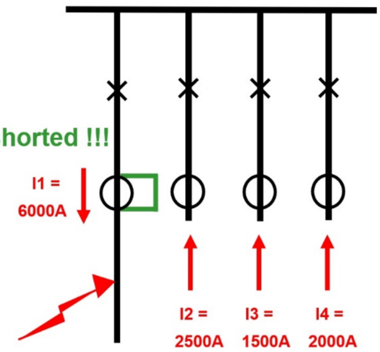
Σ **I**= + |+ I1|+ |+ I2| + |+ I3| + |+ I4| = + 6 kA + 2.5 kA + 1.5 kA + 0 kA= **<u>10 kA</u>**

سوف نلاحظ بأن النقطة وقعت تحت المنحنى ، وهذا يعني أن الريليه سوف يبقى مستقر اثناء الأعطال الخارجية بالإضافة الى حدوث تشبع لأحد محولات تيار **<u>على</u>** **<u>الFeeder الذي لم يحدث عليه عطل</u>**



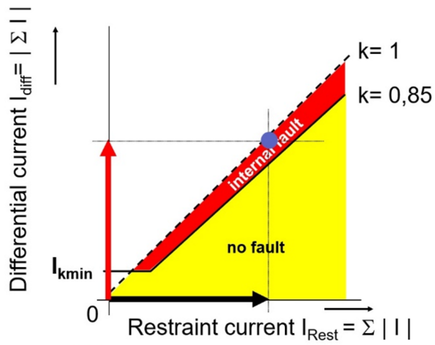
⇒ measurement system stable !!!

و لكن أسوء سيناريو متوقع أن يحدث تشبع لمحول التيار المركب على الFeeder الذي حدث عليه العطل ، وهذا شيء متوقع أيضا لأنه يمر فيه مجموع كل التيارات القادمة من BB والذاهبة لتغذية نقطة العطل .



Δ I = + I1 + I2 + I3 + I4 = + 0 kA + 2.5 kA + 1.5 kA + 2 kA= <u>6 kA</u>

Σ I = + |+ I1|+ |+ I2| + |+ I3| + |+ I4|= + 0 kA + 2.5 kA + 1.5 kA + 2 kA= <u>6 kA</u>

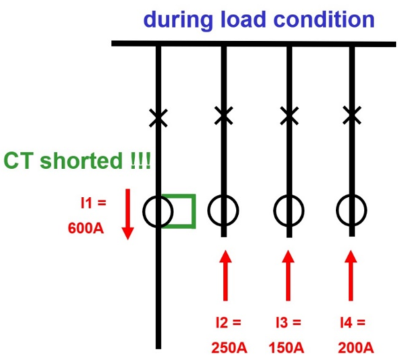


⇒ **trip measurement system !!!**

(worst case condition)

سوف نلاحظ بأن النقطة وقعت فوق المنحنى ، وهذا يعني أن الريليه سوف يصدر إشارة فصل لجميع القواطع المرتبطة في الBB اثناء عطل خارجي بسبب حدوث تشبع لمحول التيار الخاص بنفس <u>**الFeeder الذي حدث عليه العطل**</u> ، وهذا يعتبر تشغيل خاطئ للريليه

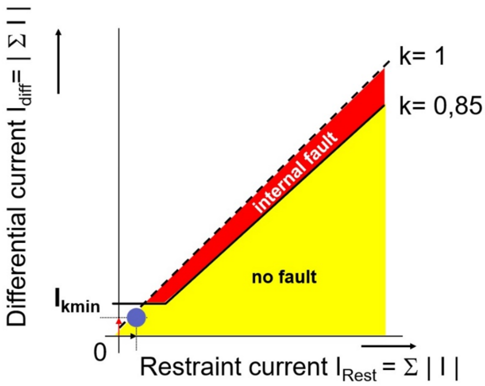
ماذا لو حدث تشبع لمحول التيار خلال الNormal load condition ، هل سوف يصدر الريليه إشارة فصل ؟



Δ I = + I1 + I2 + I3 + I4 = + 0 kA + 250 A + 150 A + 200 A= <u>600 A</u>

Σ I= + |+ I1|+ |+ I2| + |+ I3| + |+ I4|= + 0 kA + 250 A + 150 A + 200 A= <u>600 A</u>

سوف نلاحظ بأن النقطة وقعت تحت المنحنى ، وهذا يعني أن الريليه سوف يبقى مستقر اثناء تشبع محول التيار في الوضع الطبيعي ، ولكن الريليه سوف يصدر إشارة تنبيه تسمى بال Differential current alarm أو Differential Current Supervision، وهذا الAlarm يظهر عندما يكون هناك تيار تفاضلي قليل ولفترة طويلة نتيجة وجود مشكلة داخلية أو خارجية ، ويوجد Option بأن يقوم هذا الAlarm بعمل Block للDiff protection.



⇒ **measurement system stable !!!**

⇒ **differential current alarm !!!**

ماذا لو فتحت دائرة الCT secondary بالخطأ اثناء الصيانة ، هل سوف يعمل ال-Differential relay ويصدر إشارة فصل للCB؟

في الحقيقة تستطيع الDifferential relay الحديثة اكتشاف حدوث أي فتح في دائرة CT لأنه اذا فتحت الدائرة بالخطأ اثناء التشغيل -أي اثناء مرور ال load current-، فإن هذا سوف يخدع الRelay فيرفع قيمة الDifferential current مما قد يسبب تشغيل خاطئ له ، بالإضافة أن فتح دائرة الCT سوف تنشئ فولتية عالية تدمر فيه الsecondary equipment .

لذا فإن ال Open CT detection يجب أن يعمل لحظيا وخلال أقل من 10msec بمجرد فتح الCT circuit ، ويجب عليها أن ترسل إشارة Block للDiff protection قبل أن تصدر إشارة الDiff trip اللحظية .

وهذا يعني أن العمل اللحظي لل Open CT detection يجب أن يسبق العمل اللحظي للDiff trip وإلا ما الفائدة منه إذا تأخر؟.

ويوجد هناك Option في بعض الRelay Setting تستطيع من خلالها التحكم في قرار Open CT detection بأن يعطي Block للDiff protection أو أن يكتفي فقط بإظهار Alarm بدون عمل Diff Block .

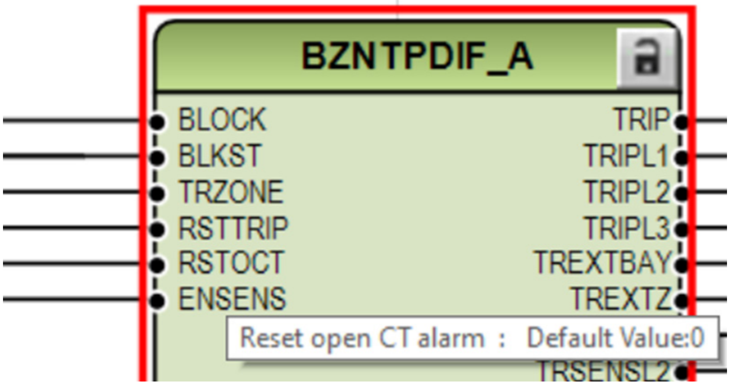


ولكن من وجهة نظر الsecurity and reliability يوصى بأن تقوم ال Open CT detection بعمل block ، وفي نفس الوقت ترسل إشارة Alarm .

ويمكن عمل time delay لظهور ال Alarm signalوالهدف من ال Alarm signal هو تنبيه المهندس على تعديل المشكلة الموجودة بأسرع وقت ممكن .

tSlowOCT		20.00	s

وإذا ظهرت إشارة Open CT على الريليه فإنه يمكن عمل Reset لها من خلال Local HMI أو من خلال عمل Trigger ل Binary input .



وهناك بعض الRelays تقوم بعمل Reset بشكل أتوماتيكي بمجرد رجوع قيم التيارات على ال3phase إلى طبيعتها بعد Time delay طبعا .

والخوارزمية التي تعتمدها Open CT detection في اكتشاف أي فتح خاطئ لدائرة ال CT تتم من خلال مراقبة ثلاث قيم للتيار differential current و incoming current و outgoing current ، حيث تقوم بمقارنة ال total current الداخلة والخارجة من ال Protected element قبل وبعد حدوث فتح لدائرة الCT .

فإذا لم يظهر لديها أنه حدث ارتفاع أو تغير كبير في قيمة التيار قبل ثلاث ثوان على الأقل من حدوث الOpen CT ، فحينها يمكن القول أنها حالة Open CT detection .

و يجب على هذا الlogic أن يتأكد أيضا من أن incoming current تساوي outgoing current قبل one cycle من حدوث الOpen CT ، وأن مجموع outgoing current زائد differential current يساوي قيمة incoming current قبل one cycle أيضا .

وهنا يجب التنويه بأن هذه الخوارزمية لا تهتم بعدد الCT's الموصلة إلى الRelay ولا تراقب فتح دائرة الCT في Dead circuit وهناك option لعمل time delay لها .

هناك بعض المهندسين الدقيقين يقولون أن Open CT detection هي Feature بمعنى ميزة وليست Function بحد ذاتها , بمعنى أنها تأت تابع لDiff function
وذلك لأن هناك Function مستقلة بحد ذاتها داخل الريليه لمراقبة التيار بشكل مستمر تسمى ب Current transformer supervision ويرمز لها برمز CTS ولها فلسفتها وال Setting الخاصة بها وسوف نتطرق إليها لاحقا.

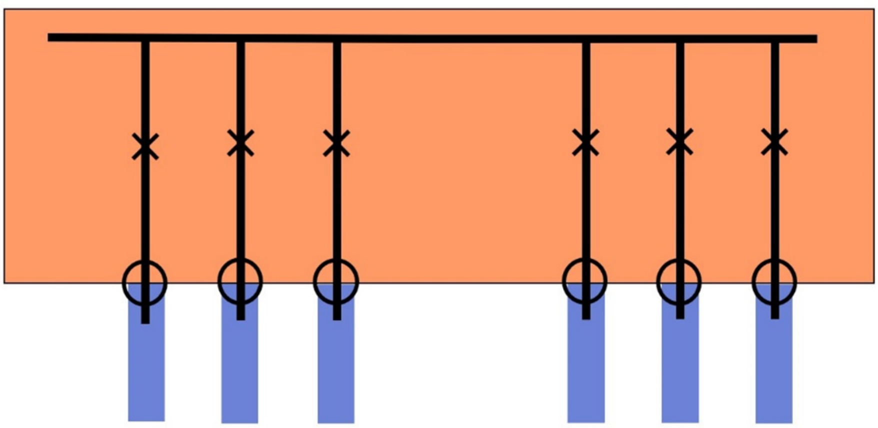
وهناك بعض الريليز تختلف في فلسفة اكتشاف ال Open CT detection حيث تقوم ببدء عمل هذه الخاصية فقط إذا كانت قيمة التيار من 10% إلى 110% من قيمة ال Rated load فإذا كانت قيمة التيار خارج هذا النطاق فلا تعمل ، ويجب أن يكون هذا التيار مستمر لمدة 60 ثانية على الأقل قبل حدوث فتح للدائرة .

و هناك ملاحظة مهمة يجب ذكرها أيضا أن ال Open CT detection تعمل في حال تم فصل التيار عن فيز واحد فقط من بين الثلاث فازات ، فإذا فصلت الثلاث فازات معا في نفس الوقت فلا تعمل ، ويمكن أن يصدر differential protection إشارة الTrip الخاصة به حتى لو كان فصل التيار خاطئ.

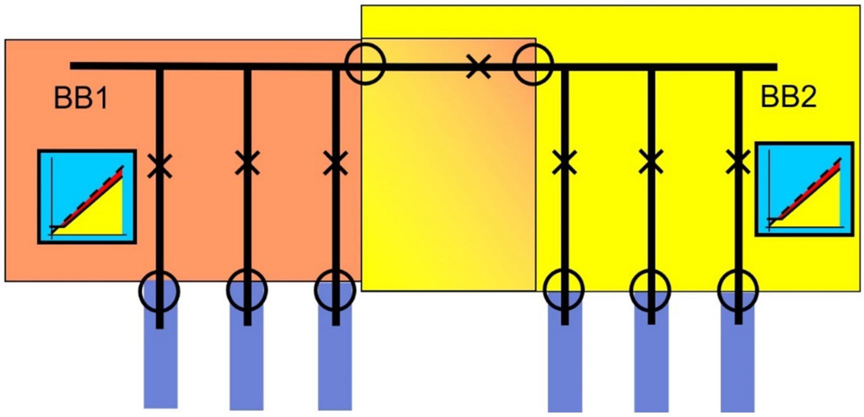
نفترض أنه حدث فتح خاطئ لدائرة الCT وارسلت Open CT detection إشارة block لDifferential protection ولم يقم أحد بإصلاح المشكلة , فهل هذا يعني أنني فقدت حماية ال Differential؟

بالطبع ادرك العلماء هذه الخطورة في إبقاء element بدون حماية فقالوا ما يلي "إن Open CT detection إشارة block لDifferential protection طالما لن يحدث عطل في المستقبل" .

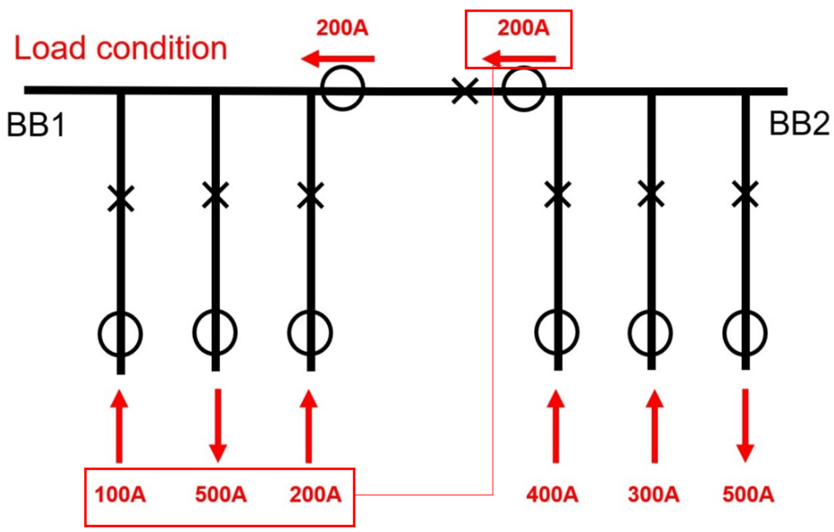
Open CT detection يقوم بعمل بلوك للTrip الناتج من فتح دائرة الCT فقط ، فاذا كانت دائرة الCT مفتوحة وخلال هذه الفترة حدث عطل حقيقي, فإن قيمة unrestrained current العالية سوف تلغي البلوك القادم من Open CT detection وتجبر الريليه على عمل Diff trip .
فوصول قيمة تيار العطل الى الunrestrained current فإن الريليه يعلن الطوارئ أو تطبيق الأحكام العرفية ويلغي جميع القوانين فلا يعترف بDiff curve ولا ب Harmonic block ولا حتى Open CT detection وهنا يجب التنويه إلى نقطة مهمة جدا أن ميزة اكتشاف open CT تعمل فقط في حال normal loading condition ولا تعمل بشكل اتوماتيكي في حال external faults, big overloads and inrush conditions ، تختلف طريقة توزيع مناطق حماية الBB حسب ترتيبات ال BB داخل المحطة ، فإذا كان هناك Single Busbar بدون coupler CB ، فإننا نضع CT على كل Feeder وفي هذه الحالة فإنه يوجد BB Protection zone واحدة فقط .



أما إذا كان هناك Single Busbar مع coupler CB ، ففي هذه الحالة فإننا نضع CT على كل Feeder ، بإلاضافة إلى وضع two CT's واحد قبل ال coupler CB وآخر بعده ، حيث يكون الCT على اليمين لحماية BB اليسار وهو BB1، والCT على اليسار لحماية BB اليمين وهو BB2 ، وهذا لتحقيق الOverlapping ، وفي هذه الحالة فإن عدد ال Protection zone هو اثنان لأنه تم تقسيم الBB إلى منطقتين وكل منطقة لها نظام قياس مستقل عن الآخر .



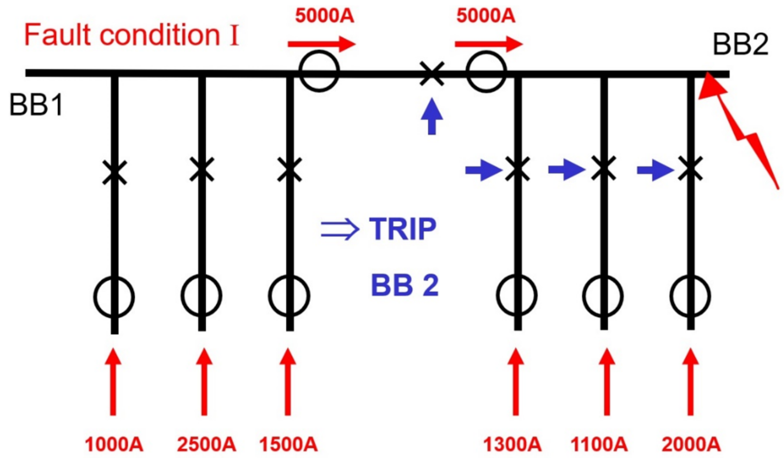
ففي حالة الظروف الطبيعية نقوم بقياس الDiff current لكل منطقة على حدى ، حيث نفترض بأن التيار الداخل الى الBB موجب والخارج منه سالب منطقة Zone-1 الواقعة على BB1 ، ولاحظ بأن ال200A بالنسبة لZone-1 موجبة لأنه داخله عليه ويتم قراءتها من ال CT الموجود يمين الCB ونفس ال200A بالنسبة لZone-2 سالبة لأنها خارجة منه ويتم قراءتها من ال CT الموجود يسار الCB ، وبالتالي فإن المجموع الاتجاهي لقيمة ال Diff current هي صفر لكل Zone على حدى .



Δ I Zone 1 = 100-500+200+200 = 0 A

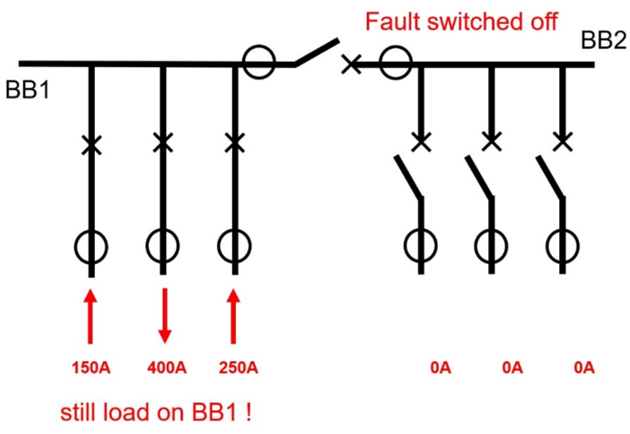
Δ I Zone 2 = 400+300-500-200 = 0 A

إذا افترضنا حدوث عطل قيمته 9400A على الZone-2 أو على BB2 ،فسوف نلاحظ بأن جميع التيارات سوف تغير اتجاهها لتغذية نقطة العطل ولكن المجموع الإتجاهي لقيمة ال Diff current يجب أن يبقى صفر على Zone-1 ، لأنه لم يحدث عليها عطل ، بينما قيمة ال Diff current على Zone-2 سوف تساوي ال9400A ، وعليه يجب أن أصدر قرار فصل لجميع الCB's التي سوف تغذي هذه العطل وهي فتح جميع قواطع الFeeders بالإضافة إلى Coupler CB .



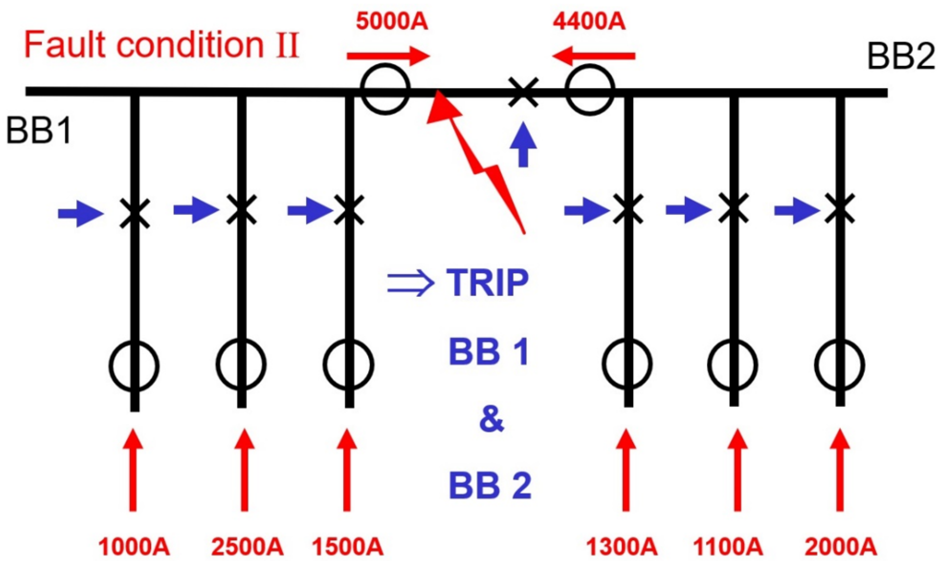
Δ I Zone 1 = 1000+2500+1500-5000 = 0 A

Δ I Zone 2 = 1300+1100+2000+5000 = 9400 A



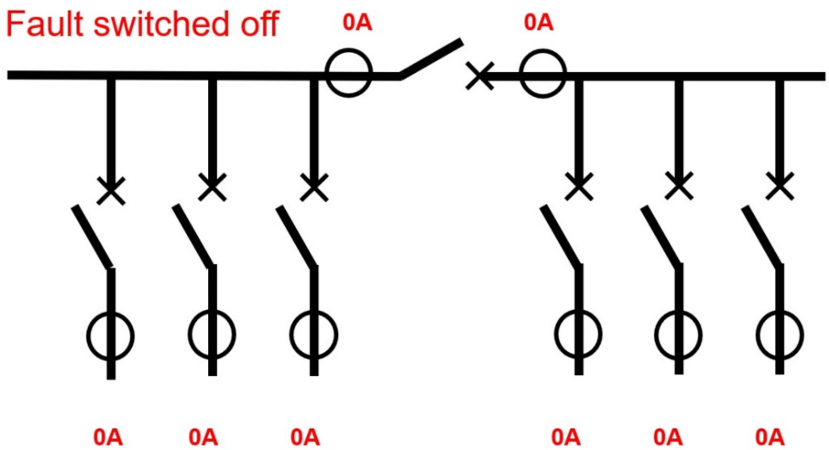
بعد فتح القواطع ، المفروض أنه تم عزل العطل ، وبقيت الأحمال على BB1 تتغذى بشكل طبيعي وهو المطلوب .

أما إذا حدث عطل داخل منطقة الOverlapping بين الTwo CT's على أطراف ال Coupler CB ، فإن كلا الBB protection zones سوف تتأثر بهذا العطل ، وهذا يعني بأن جميع القواطع يجب أن تفتح مع أن العطل فقط على BB1 ، ولكن موقع الCT's هو الذي جعل كلا الBB protection zones تتحسس هذا العطل .

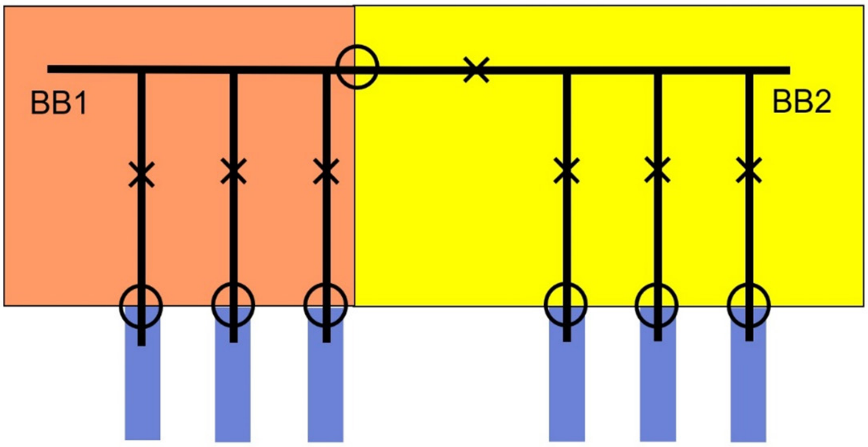


Δ I Zone 1 = 1000+2500+1500+4400 = 9400 A

Δ I Zone 2 = 1300+1100+2000+5000 = 9400 A



أما إذا تم استخدام Single Busbar مع Coupler CB ولكن تم استخدام coupler CT واحد فقط ، فإنه في هذه الحالة سوف يتم استخدام نفس هذا الCT لكلا الZone في ءان واحد ، فكيف يتم ذلك ؟



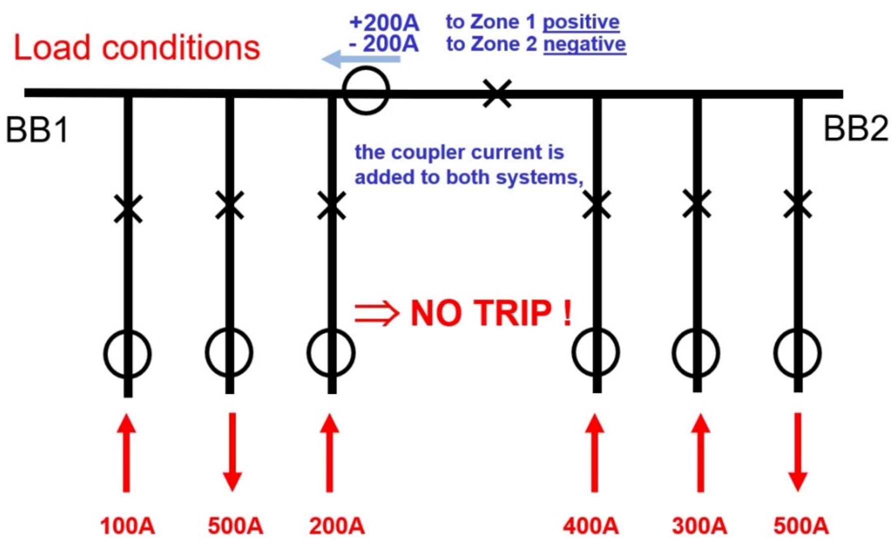
هذا ما سوف ندرسه في الجزئية القادمة من الكتاب والذي نشرح فيه تفاصيل هذه الحالة وهي فعليا مستخدمة في بعض المحطات ...

BB Low Impedance Differential Protection-2

ناقشنا سابقا BB LOW IMPEDANCE DIFFERENTIAL PROTECTION الخاص بال Single BB وشرحنا حالات الأعطال عليه ومن ثم شرحنا ال Single BB with coupler CB في حال وجود Two CT's على أطراف الCoupler CB ، ووصلنا إلى حالة ال Single BB with coupler CB في حال وجود CT واحد فقط سوف نشرح تفاصيلها في هذه الجزئية ..

فكونوا معنا ...

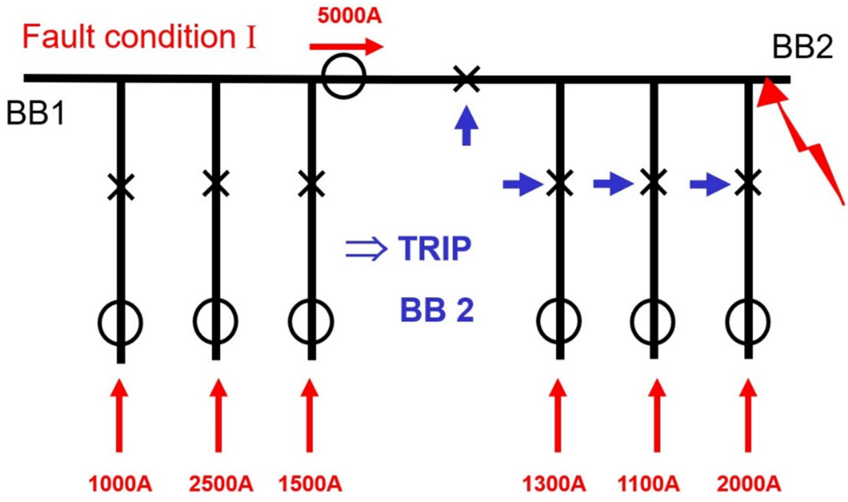
في ظروف الحمل الطبيعية في حالة ال Single BB with coupler CB في حال وجود CT واحد فقط ، فإن الريليه سوف يضيف ال200A المارة من خلال ال coupler CT على Zone-1 لأن التيار داخل عليه، ولكنه سوف يطرح نفس القيمة وهي ال200A من حسابات Zone-2 لأن التيار خارج منه، وبهذا الشكل فإن قيمة الDifferential current سوف تكون صفر على كلا من Zone-1 وZone-2 .



Δ I Zone 1 = 100-500+200+(+200) = 0 A

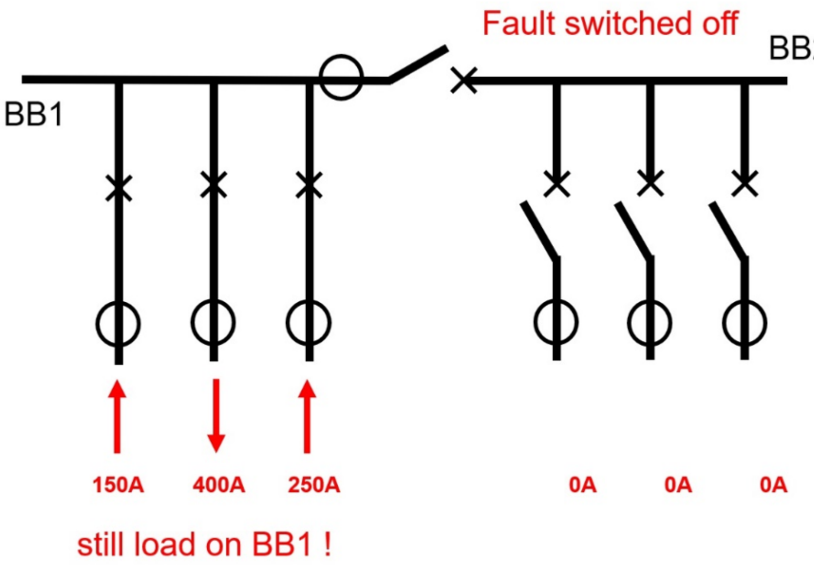
Δ I Zone 2 = 400+300-500+(-200) = 0 A

أما في حال حدوث عطل قيمته 9400A على BB2 ، فإن جميع الFeeders القادرة على تغذية العطل سوف تقوم بتغذيته بالتأكيد ، وسوف يمر تيار قيمته 5000A من خلال ال Coupler CT ، ولأن هذا التيار خارج من Zone-1 وهي نفسها BB1 ، فسوف يتم طرحه من قيمة الDiff current الخاصة بـZone-1 وعليه فإن قيمة الDiff current سوف تساوي صفر ، ولأن هذا التيار داخل إلى Zone-2 فسوف يتم اضافته إلى قيمة الDiff current الخاصة بـZone-2 وعليه فإن قيمة الDiff current سوف تساوي 9400A وعليه سوف يقوم الDiff Relay بإصدار قرار فصل جميع الCB's المتعلقة ب BB2 بالإضافة الى Coupler CB ، بينما يبقى BB1 مستقر و الحمل عليه كما هو .

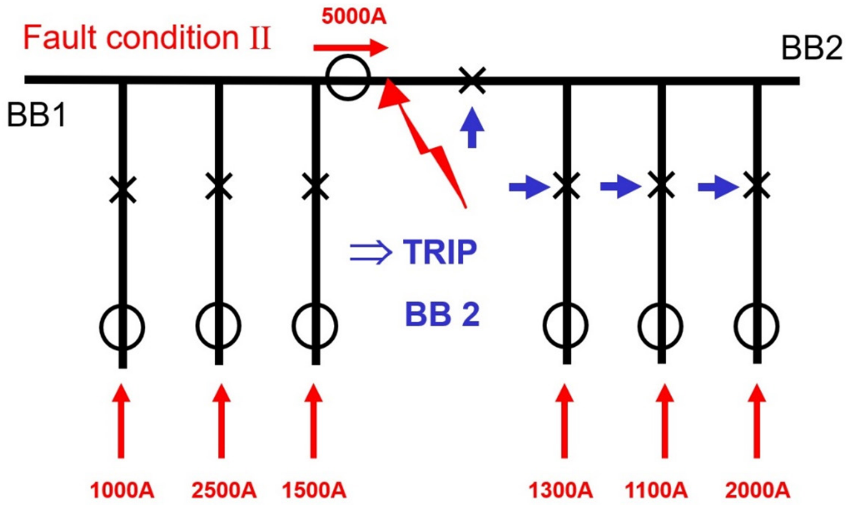


Δ I Zone 1 = 1000+2500+1500- (+5000) = 0 A

Δ I Zone 2 = 1300+1100+2000- (-5000) = 9400 A

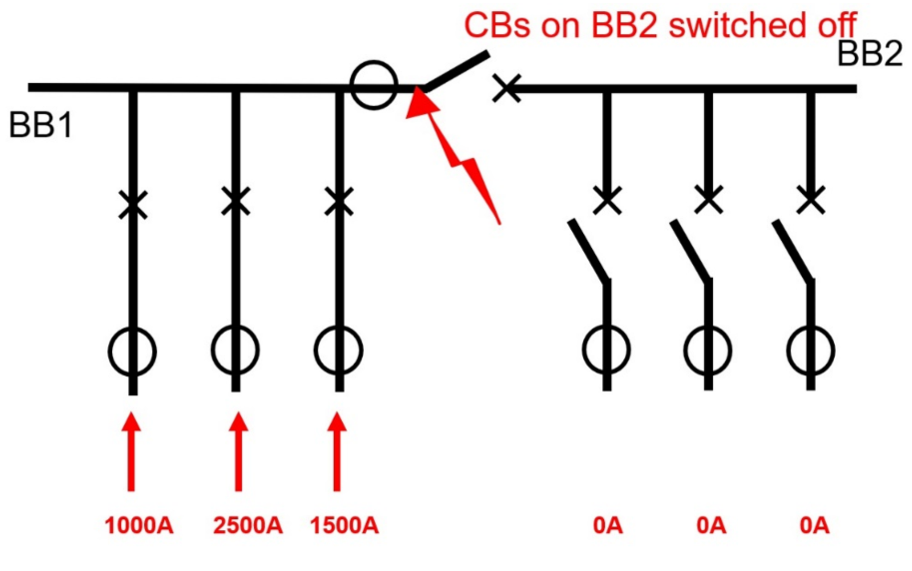


إذا حدث عطل على BB1 ولكن بين الCoupler CT و الCoupler CB فسوف تكون قيمة الDiff current على Zone-2 9400A ، لأن اتجاه 5000A سوف يكون نفسه كما لو كان العطل على BB2 فالريليه سوف يفترض موقع العطل على BB1 او BB2 بناء على اتجاه التيار المار من الCoupler CT ، وهنا كانت المفاجأة وهي أنه بعد فتح جميع القواطع المتعلقة ب BB2 بالإضافة إلى الCoupler CB فسوف يبقى العطل يتغذى من BB1 مع أن قيمة ال Diff current على Zone-1 هي صفر !! ، فما الحل لحماية المنطقة بين الCoupler CT و الCoupler CB ، إذن؟



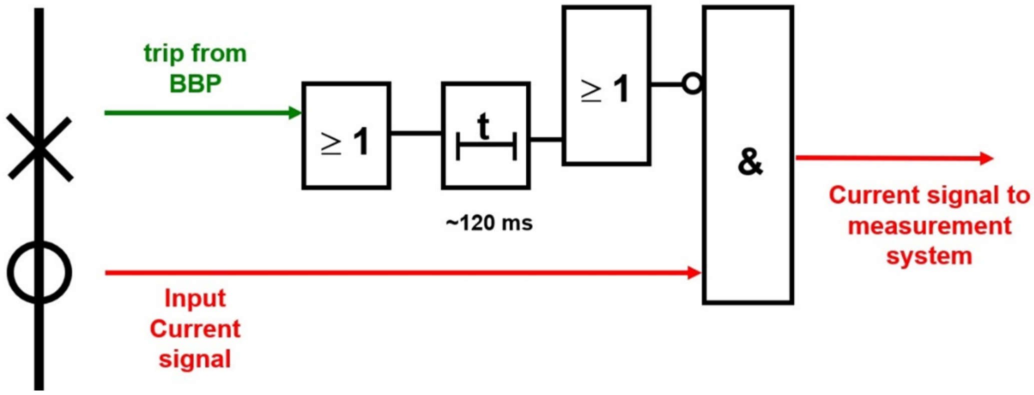
$$\Delta I\ Zone\ 1 = 1000+2500+1500-(+5000) = 0\ A$$

$$\Delta I\ Zone\ 2 = 1300+1100+2000-(-5000) = 9400\ A$$



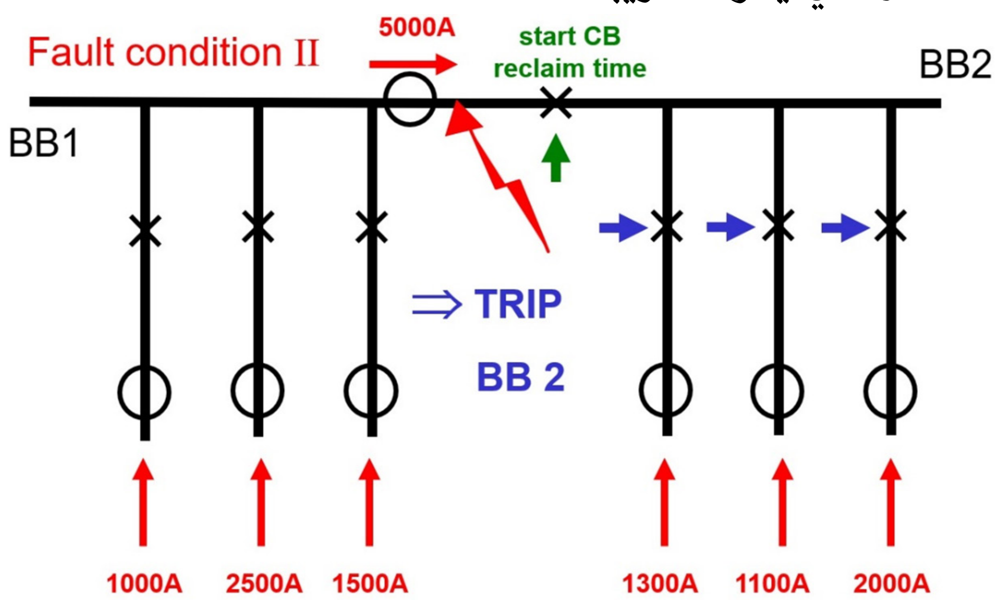
still fault current on BB1 !

والحل يكون من خلال عمل coupler blocking والتي تقوم على مبدأ إلغاء قيمة التيار القادم من coupler CT في حال كان هناك عطل داخلي على الBB ، ويتم بعد تأخير زمني يسمى ب CB reclaim time ويفترض أن يشمل زمن فتح القاطع وزمن إطفاء الشرارة الكهربائية .

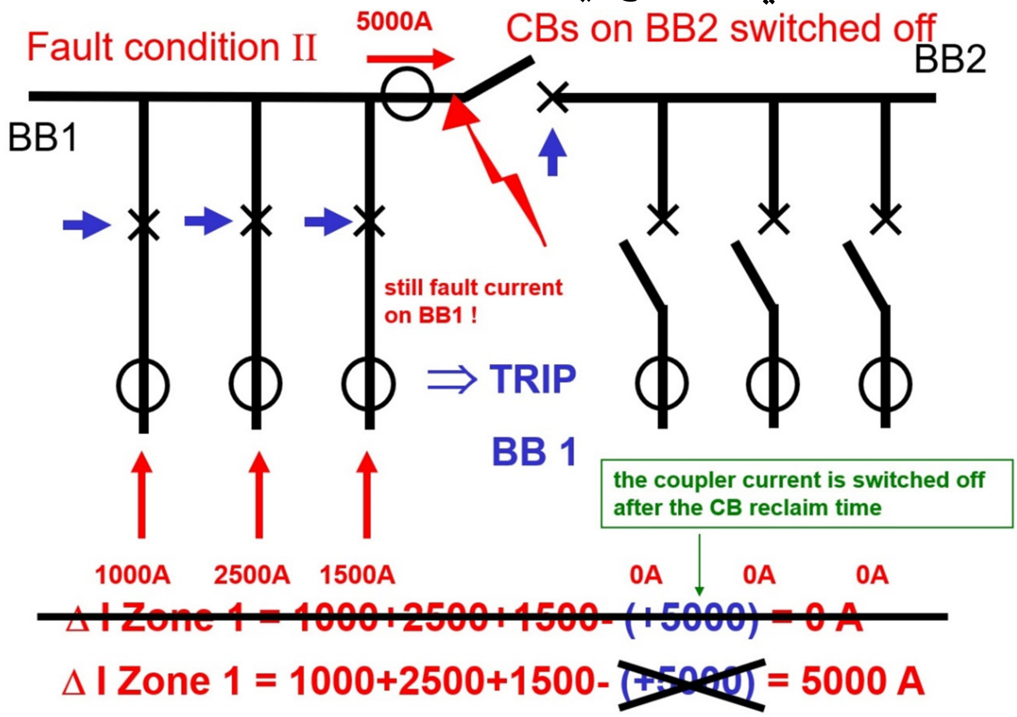


t = circuit breaker reclaim time (higher than the highest possible CB opening time + arc extinguish time

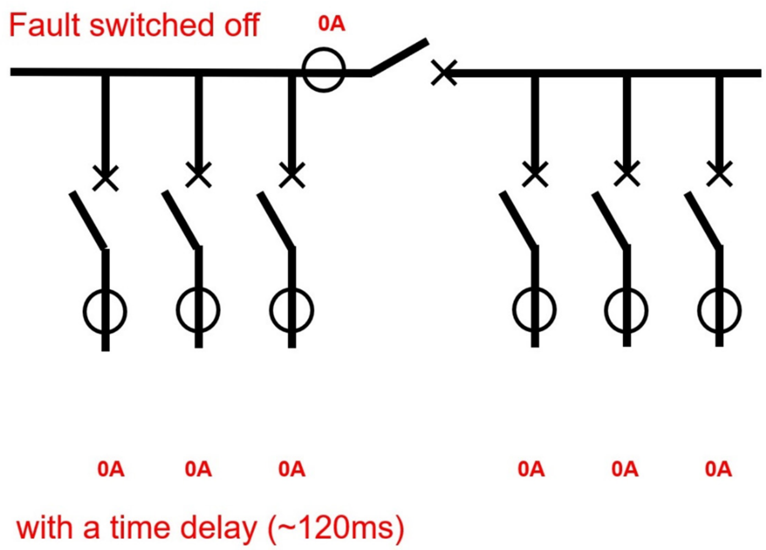
يعني إذا حدث عطل بين الCoupler CT و الCoupler CB وأصدر الريليه إشارة فصل إلى جميع قواطع BB2 بالإضافة إلى الCoupler CB ، فإن هذه الإشارة سوف تفعل بدء CB reclaim time والذي يكون تقريبا 120msec.



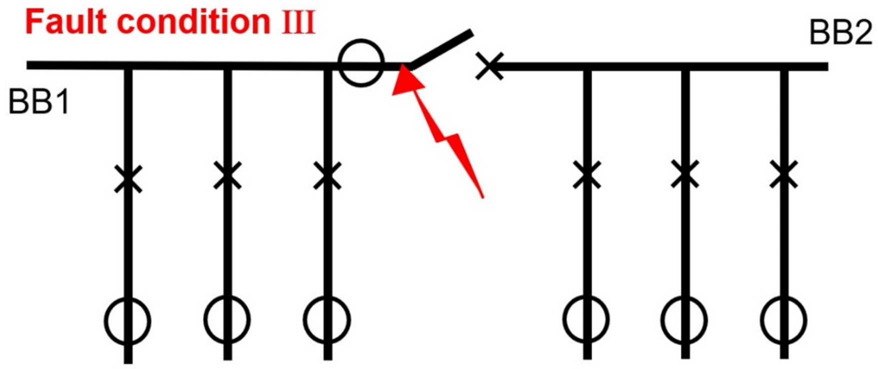
فإذا استمر العطل موجود بعد انتهاء هذا الزمن فإنه يتم إلغاء قيمة التيار القادمة من ال coupler CT من حسابات الDiff current الخاصة بZone-1 وبالتالي يصدر الDiff relay إشارة فصل إلى باقي القواطع في BB1 بالإضافة إلى الCoupler CB .



وهكذا يتم عزل العطل ومنع تغذيته من أي مكان.

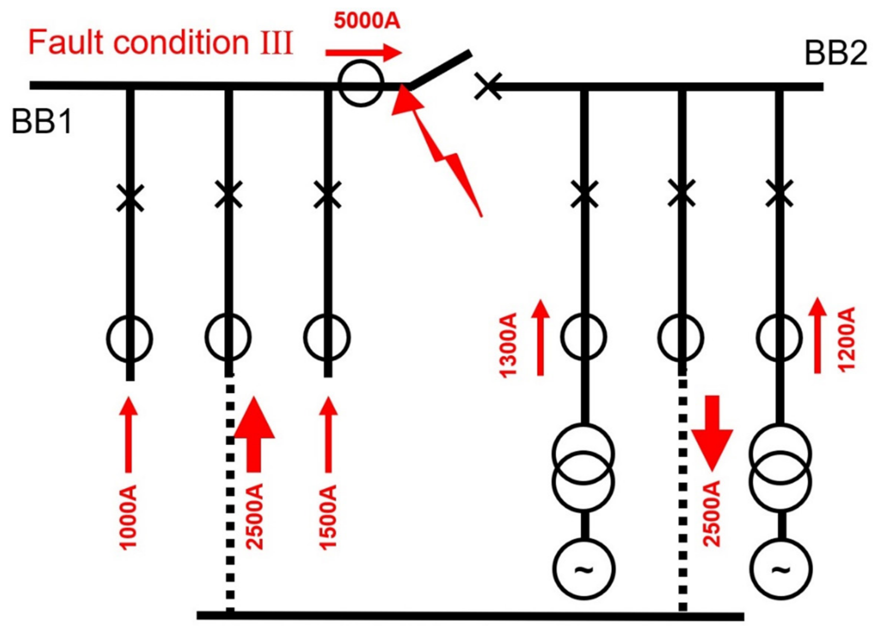


و لكن ماذا لو كان الCoupler CB مفتوح من الأساس و حدث عطل بين الCoupler و الCoupler CB و CT .

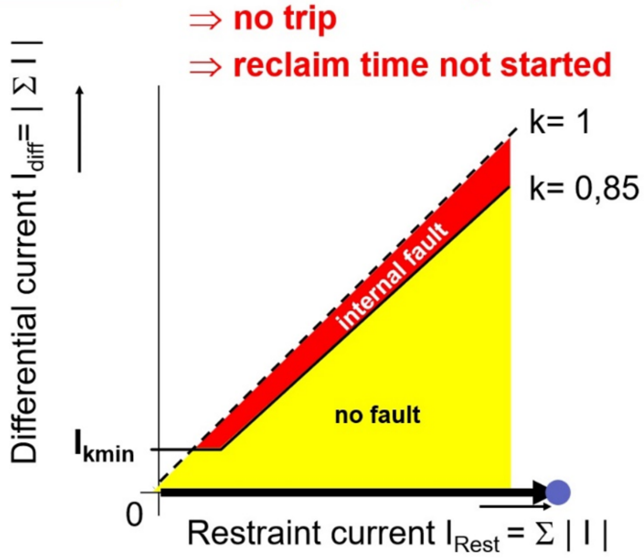


!!! coupler CB already open !!!

في هذه الحالة سوف نقوم بإيجاد الdifferential وال restrained currents لكل Zone ومن ثم نضع هذه القيم على Diff curve .



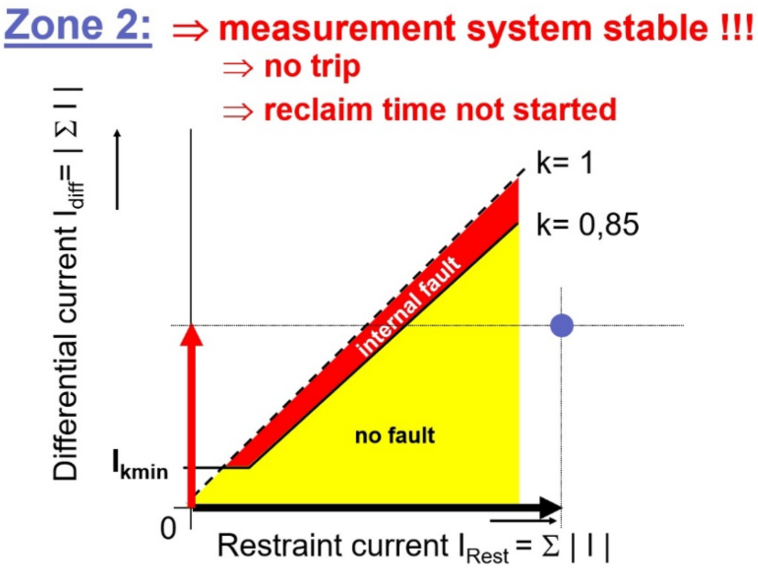
Zone 1: ⇒ **measurement system stable !!!**
⇒ **no trip**
⇒ **reclaim time not started**



Zone 1:

$\Delta I = + 1\ kA + 2.5\ kA + 1.5\ kA - 5\ kA = 0\ kA$

$\Sigma I = + 1\ kA + 2.5\ kA + 1.5\ kA + 5\ kA = 10\ kA$



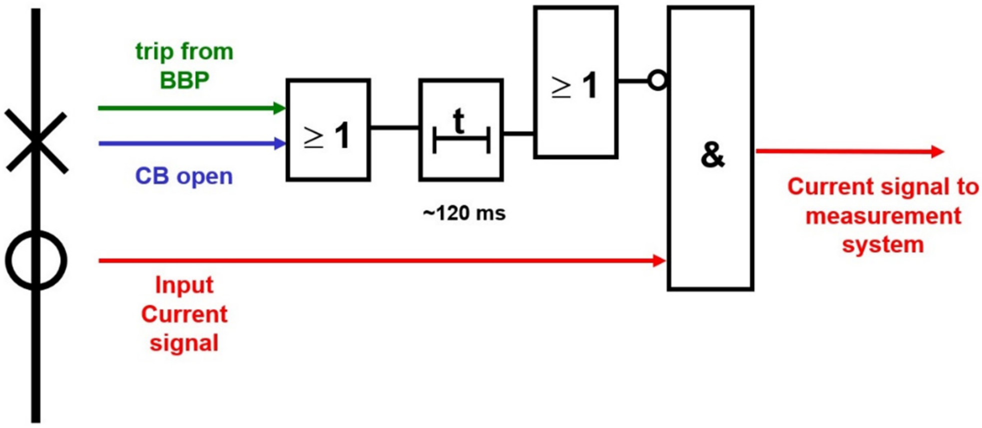
Zone 2:

Δ I = + 1.3 kA - 2.5 kA + 1.2 kA + 5 kA = 5 kA

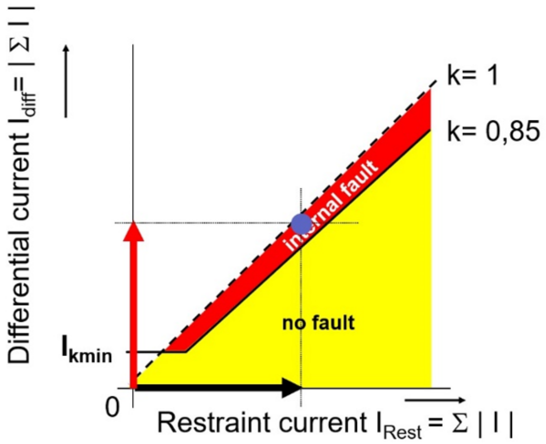
Σ I = + 1.3 kA + 2.5 kA + 1.2 kA + 5 kA = 10 kA

وهذا يعني أنه في حالة كان الCoupler CB مفتوح و حدث عطل بين الCoupler CT و الCoupler CB فلن يشعر بالعطل لا Zone-1 ولا Zone-2 ، فما الحل اذن لحماية المنطقة في هذه الحالة؟!

الحل يكون من خلال عمل coupler blocking والتي تقوم على مبدأ الغاء قيمة التيار القادم من coupler CT في حال كان الCoupler CB مفتوح .



Zone 1: ⇒ **measurement system trip !!!**



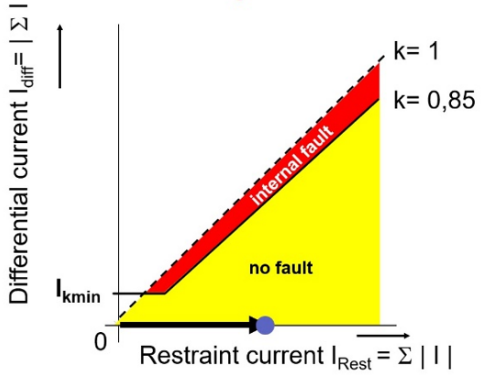
Zone 1:

Δ I = + 1 kA + 2.5 kA + 1.5 kA ~~- 5 kA~~ = 5 kA

Σ I = + 1 kA + 2.5 kA + 1.5 kA ~~+ 5 kA~~ = 5 kA

Zone 2: ⇒ **measurement system stable !!!**

⇒ **no trip**



Zone 2:

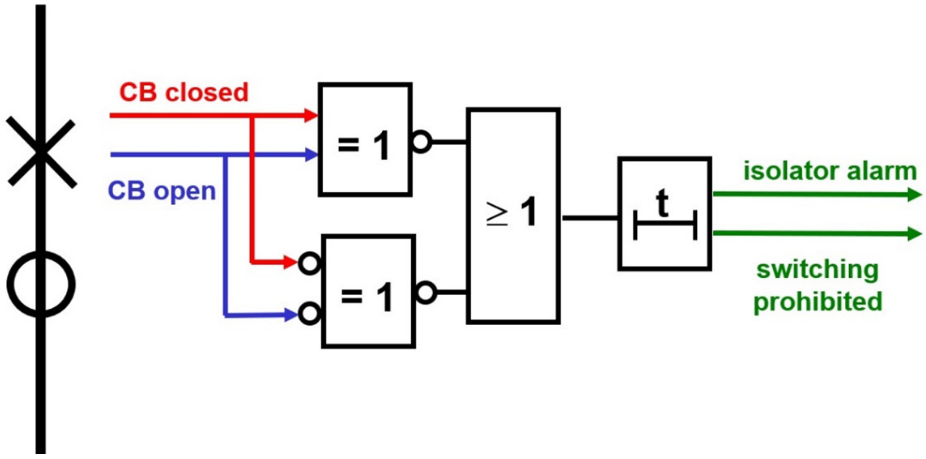
Δ I = + 1.3 kA - 2.5 kA + 1.2 kA ~~+ 5 kA~~ = 0 kA

Σ I = + 1.3 kA + 2.5 kA + 1.2 kA ~~+ 5 kA~~ = 5 kA

وبالتالي فإننا نستنتج بأنه في حال كان coupler configuration مركب عليه CT واحد فقط ، فمن المهم جدا توصيل الaux.contacts لهذا الcoupler CB الى الريليه حتى يستطيع الريليه كشف العطل بين الopen coupler CB والCT ، ويجب حينها التأكد من وضعيات الCB انها واصلة بشكل صحيح ، لأنه لو كانت الوضعيات خاطئة فهذا يعني خطر التشغيل الخاطئ لنظام الحماية المركب.

ولأهمية وضعية الCB يجب أن يكون داخل الريليه supervision لاكتشاف الحالات الغير معرفة وهي حالة أن تكون واصل الى الريليه أن القاطع مفتوح ومغلق في ءان واحد كأن تصل الى BI حالة 1 1 أو انه لا مفتوح ولا مغلق في ءان واحد كأن تصل الى BI حالة 0 0 وهذه الحالة تسمى ب undefined Circuit Breaker / Isolator Position

وفي هذه الحالة يجب أن يصدر الريليه تنبيه يسمى ب isolator alarm .

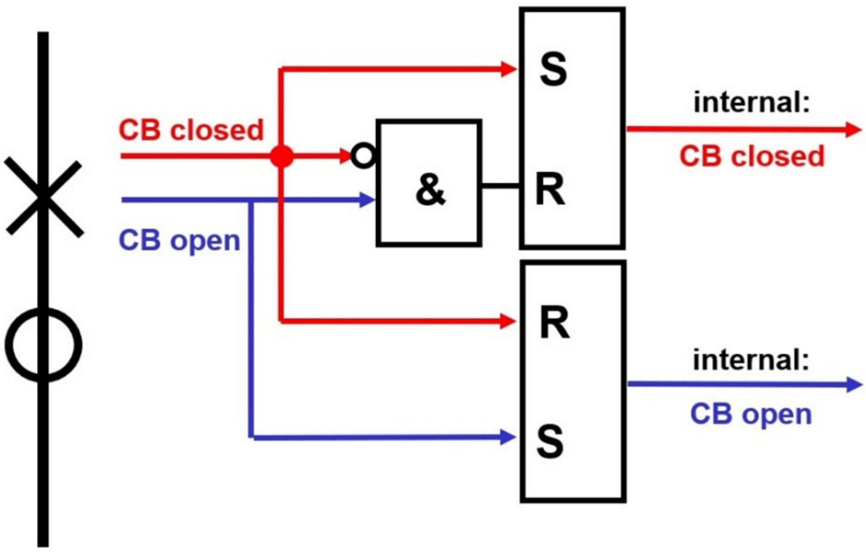


t > circuit breaker running (from the "open into the "closed" position / from the "closed into the "open" position)

وهذا الشيء غالبا لا نحتاجه في حال كان هناك two CT's مركبة طرفي الCB coupler.

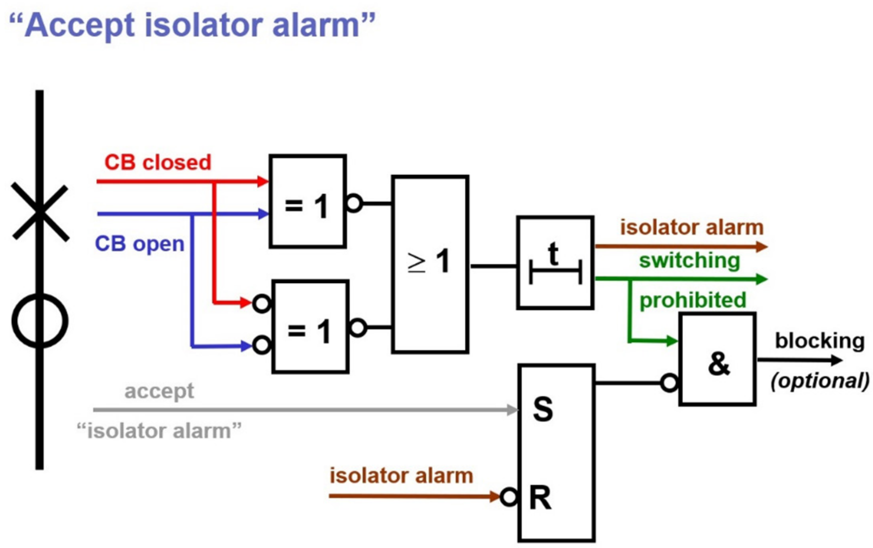
كيف يمكن أن نضمن defined CB / isolator position في حال فقدنا auxiliary DC supply على دوائر التحكم الخاصة ب CB / isolator circuit؟

عادة ما يتم تخزين أخر وضعية وصلت الى الريليه ، واذا وصلت اليه حالة undefined Position يعني الCB مفتوح ومغلق في نفس الوقت ، فإن الريليه يعطي أولوية أن تكون وضعية الCB على Closed في هذه الحالة ، وسوف يصدر تنبيه isolator alarm واشارة switching prohibited .



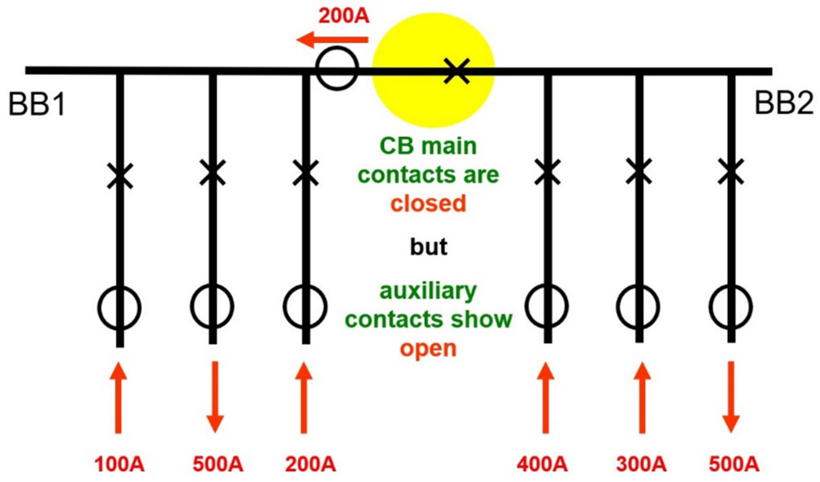
وسبب ظهور ال switching prohibited للتبيه أنه طالما لم يقم أحد بتغير وضعية CB ، فإن نظام الحماية "يرى حاليا" الموضع الصحيح له وهي أخر وضعية خزنت بداخله، وهذا يعني أنك اذا غيرت وضعية الCB فهذا يعني أن الريليه لن يرى الوضعية الصحيحة الجديدة وقد يتسبب ذلك بتشغيل خاطئ للريليه .

يوجد خيار أن إشارة ال isolator alarmسوف تقوم block لنظام الحماية ، و يمكن عمل de- block له من خلال external input يسمى ب accept isolator alarm .



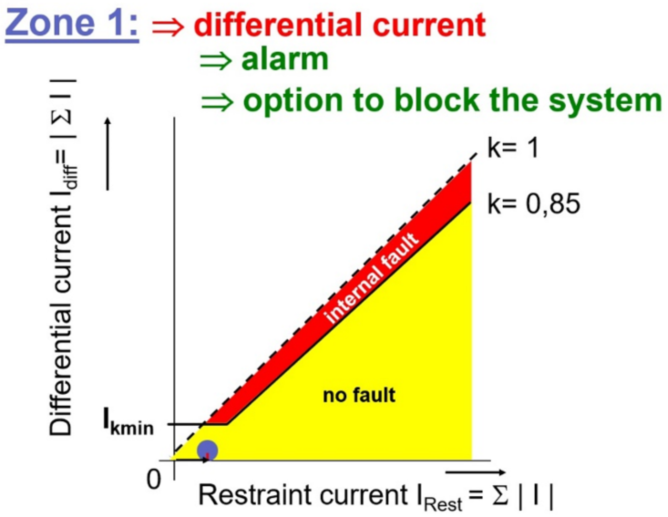
ويتم عمل accept isolator alarm في حالة فقدان الDC supply فقط ، ولكن لا يجوز عملها في حال undefined position الحقيقي !! ، لأن ذلك سوف يسبب تشغيل خاطئ للريليه .

ماذا سوف يحدث خلال وضع الحمل الطبيعي لو كانت وضعية الCB الواصلة الى الريليه معكوسة ، يعني واصل الى الريليه أن الCB opened بينما حقيقة هو Closed ؟



wrong CB position during Load !!!

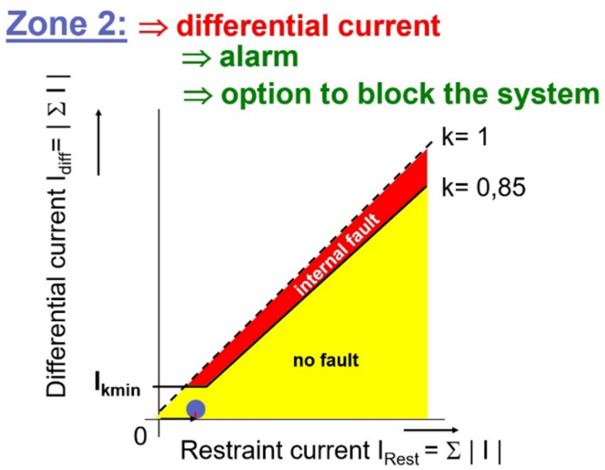
نقوم بإيجاد الdifferential وال restrained currents لكل Zone ومن ثم نضع هذه القيم على Diff curve .



Zone 1:

ΔI = + 100A - 500A + 200A + 200A = 200A

ΣI = + 100A + 500A + 200A + 200A = 1kA



Zone 2:

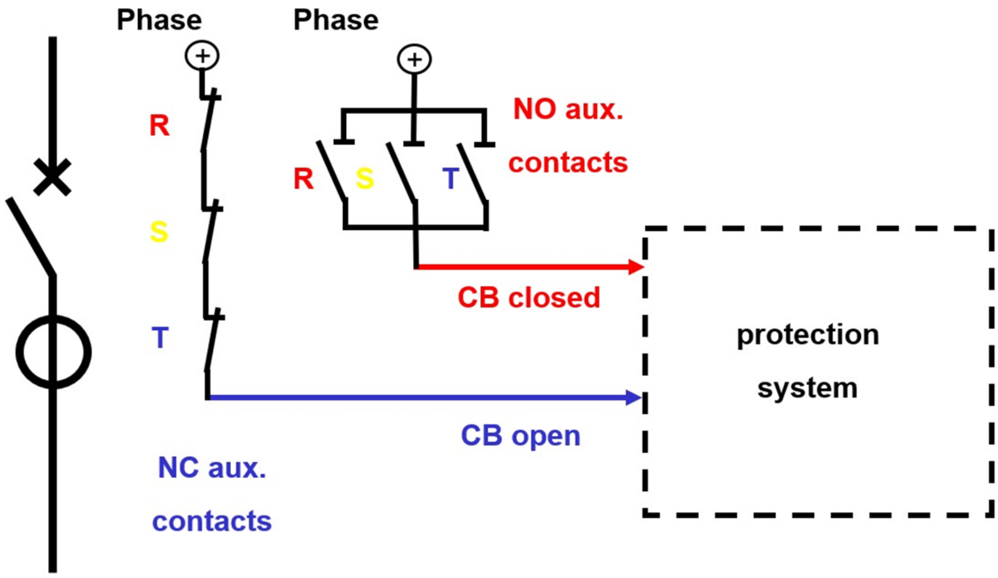
ΔI = + 400A + 300A - 500A - 200A = 200A

ΣI = + 400A + 300A + 500A - 200A = 1200A

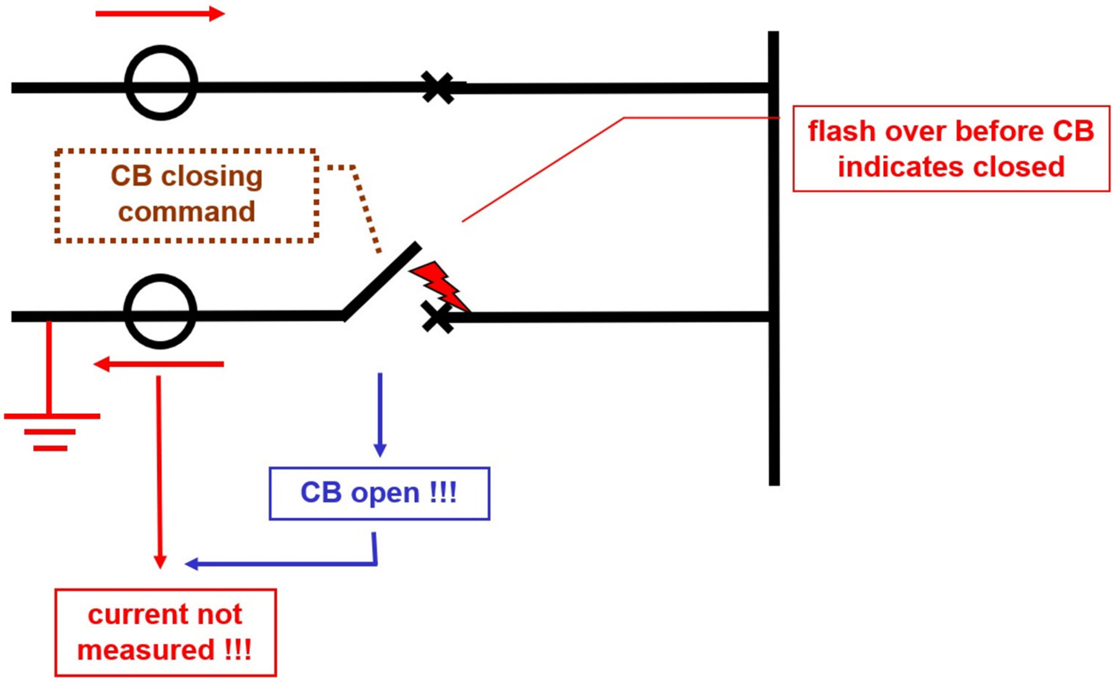
و هذا يعني أن خاصية الdifferential current supervision الموجودة داخل الريليه قادرة على اكتشاف الوضعية الخاطئة للCB ، وبالتالي فإن الdifferential current alarm مهمة ولا يمكن تجاهلها حتى لا يحدث أي تشغيل خاطئ للريليه .

ماذا لو وصلت الى الريليه وضعية Phase واحد على أنه Closed بينما وضعيات باقي Phases مفتوحة لنفس الCB ؟

في هذه الحالة اذا وصل الى الريليه Phase واحد على أنه Closed ، فيجب أن يفترض الريليه أن جميع الفازات في وضع Closed وكأنها OR gate، وهذا يعني لا يأخذ بوضعية الOpened إلا اذا كان جميع الPhases أرسلت إشارة Open معا كAND gate ، وبالتالي اذا وصلت إشارة Open من Phase واحد فقط فيقوم الريليه بإخفائها .

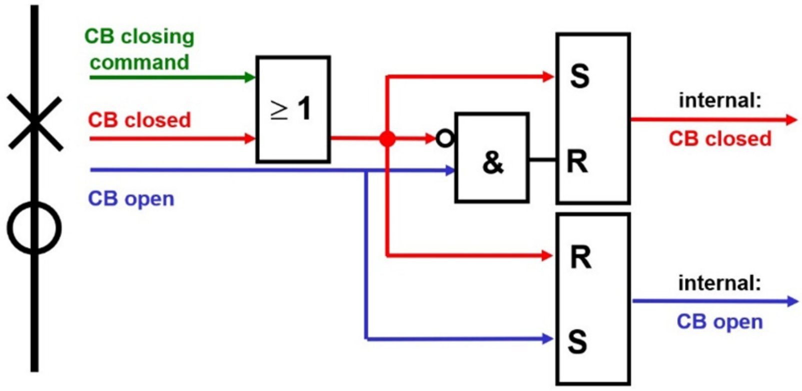


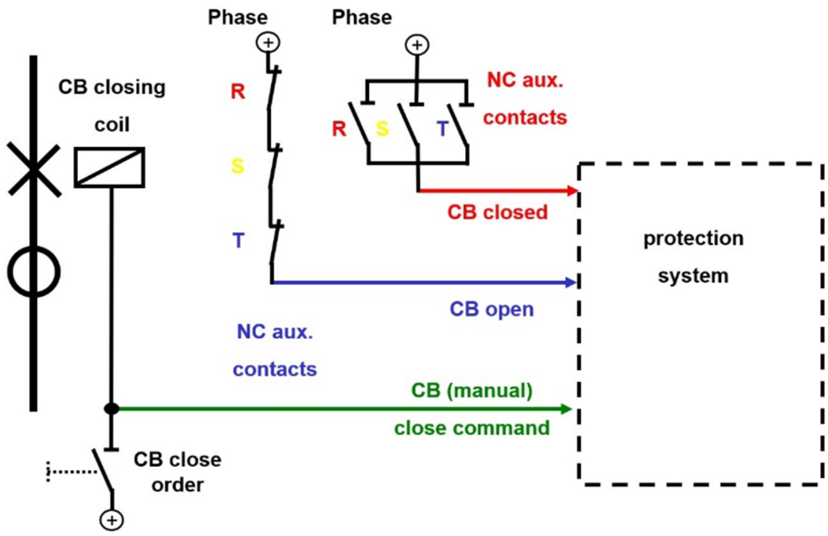
اذا افترضنا بأن CB لأحد الFeeders مفتوح لأجل الصيانة ، و عادة ما يتم وضع كيبل تأريض مؤقت يسمى Portable earthing cable لحماية العاملين على الكيبل من حدوث أي اغلاق للقاطع بالخطأ ،حتى يمر تيار العطل بالكيبل ولا يقترب من العمال ، فاذا انتهى العمل ولم يتم إزالة هذا الكيبل وتم اغلاق الCB ، فهذه الحالة تسمى بال switch onto fault situationأي حالة اغلاق على عطل موجود مسبقا ، وحينها يجب فصل القاطع لحظيا بدون أي تأخير زمني .



ولكن المشكلة تكمن في أن الحماية التفاضلية للBB سوف تتأثر بهذا العطل ، وترى أنه **عطل داخلي** !! ، وذلك لأنه نشأت الشرارة الكهربائية اثناء اغلاق الCB ، يعني لم تصل وضعية الCB على أنه Closed الى الريليه ولم تتم أحد قراءة التيارات للBB relay بعد !!، وهذا يعني أن الBB protection سوف تصدر إشارة فصل قبل أن تصل إليه وضعية ال CB وهذا يعتبر تشغيل خاطئ للBB diff protection!!

لذا يمكن تجنب هذه الحالة من خلال إخبار الBB protection system بأن الCB اذا كان ذاهب إلى الإغلاق فهو بمثابة أنه مغلق ، ويتم ذلك من خلال إدخال ما يسمى بCB closed command إلى الBI الخاص بالريليه فإذا صادف وجود عطل أثناء وجود CB closed command ك AND gate فقم بعمل تأخير زمني على BB trip signal حتى انتظار قيمة التيار القادمة من CT الخاص به.

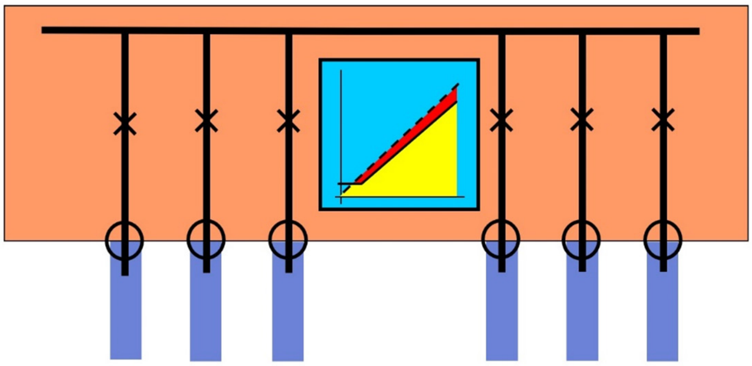




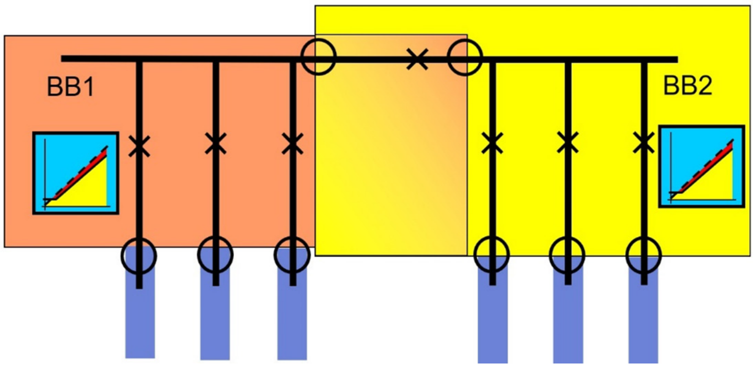
إذا صادف وجود عطل مع CB closed command بالنسبة للLine protection فهذا يعني أن يجب عمل تسريع للفصل ، وبالنسبة للBB protection فهذا يعني أنه يجب عمل تأخير للفصل .

والClose command هي أي إشارة أمر إغلاق قادمة إلى الCB سواء من Manual close يعني Local close أو SCADA Close يعني Remote close أو حتى Bay control unit close .

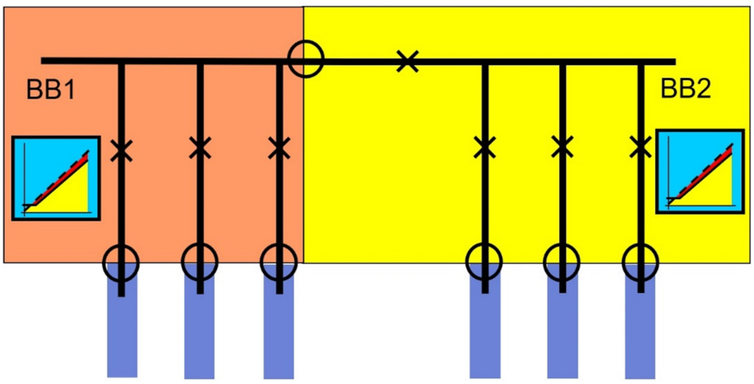
قمنا بشرح أن موقع الCT هو من يحدد بداية ونهاية منطقة الحماية .



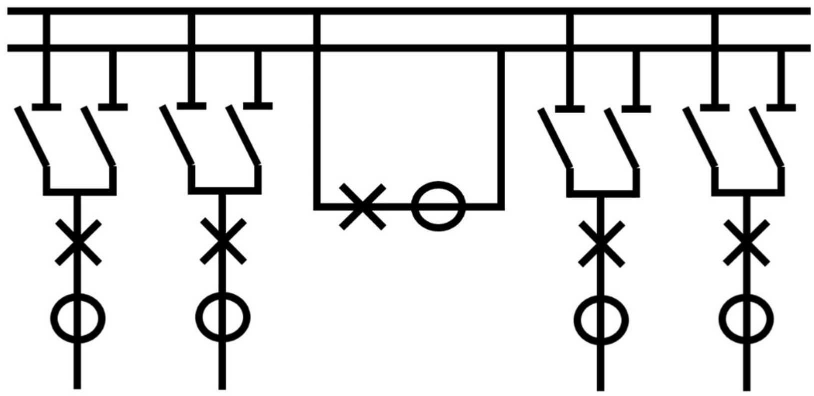
ومن ثم انتقلنا إلى شرح تفاصيل (Single Busbar with coupler (2 CTs .



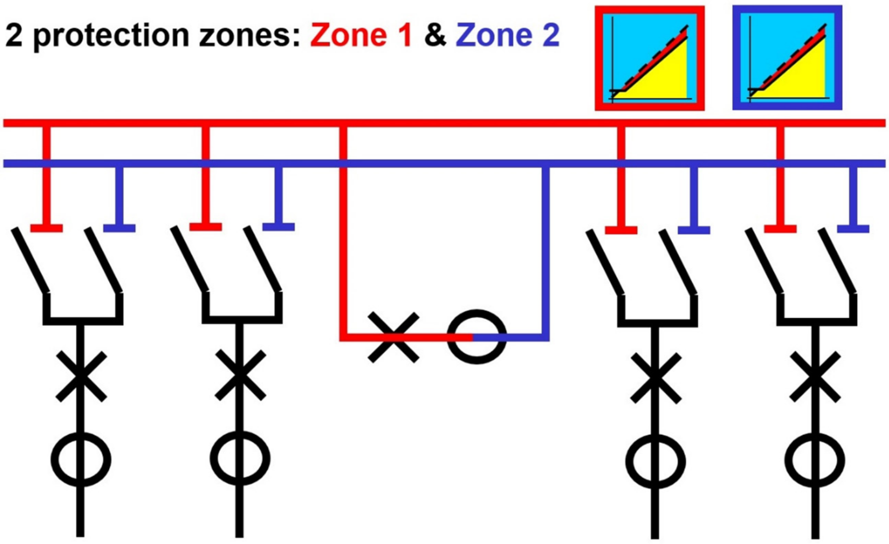
ومن ثم انتقلنا إلى شرح تفاصيل (Single Busbar with coupler (1 CT .



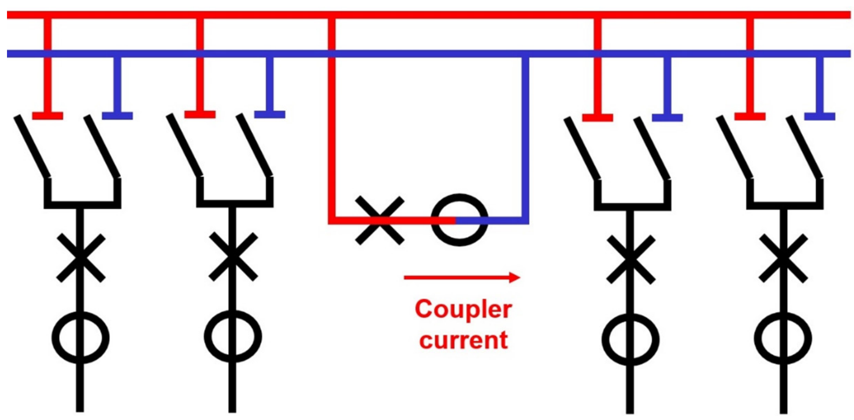
الآن سوف نبدأ بشرح double busbar system بالسؤال التالي كم عدد BB protection zones الظاهرة في هذه الصورة ؟



الجواب هو 2 protection zones حيث Zone 1 هي اللون الأحمر و Zone 2 باللون الأزرق وكل Zone لها Diff curve خاص بها .

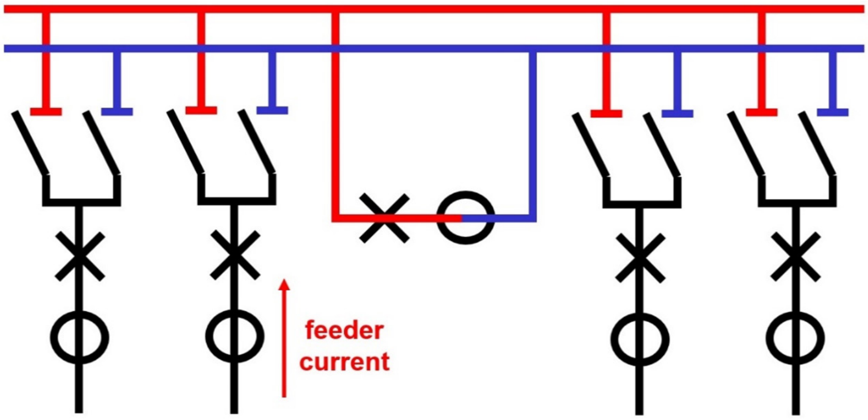


و هنا سوف نسأل أول سؤال ، هل التيار المار من خلال Coupler CB يتم استخدامه في حسابات Zone-1 أم Zone-2 ؟

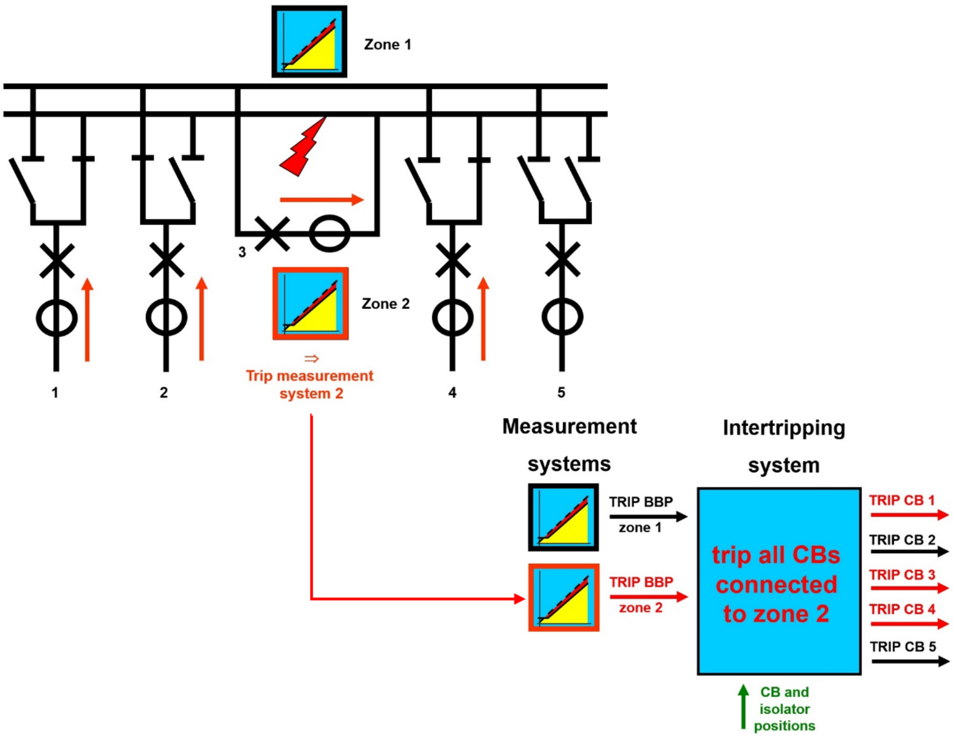


والجواب أن الcoupler current يمكن استخدامه مع Zone-1 و Zone-2 معا في حال كان الCB closed أو أن هناك CB close command مفعلة ، و لا يوجد أي tripping signal مفعلة قادمة من ال intertripping system.

الآن ، ماذا بالنسبة لل feeder current هل يمكن استخدامه في حسابات Zone-1 أم Zone-2 ؟

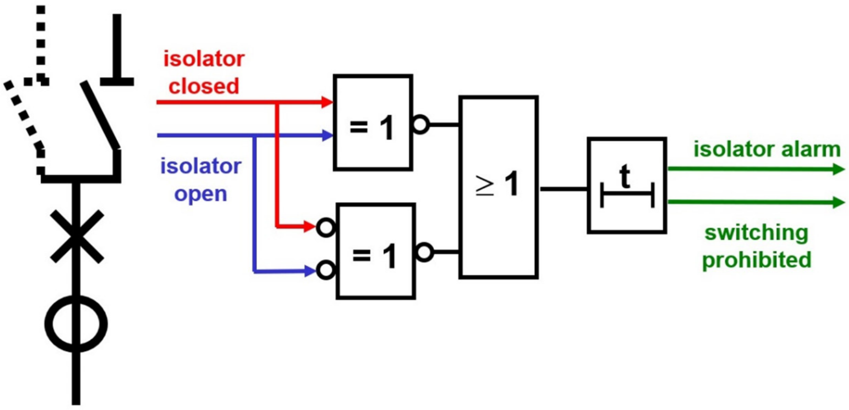


و الجواب أن اختيار ال zones المناسبة يكون بناء على وضعيات ال BB isolator، فإذا كان الBB1 isolator مغلق يتم استخدام التيار في حسابات Zone 1 ، و أما إذا كان isolator BB2 هو المغلق فيتم استخدام التيار في حسابات Zone 2.



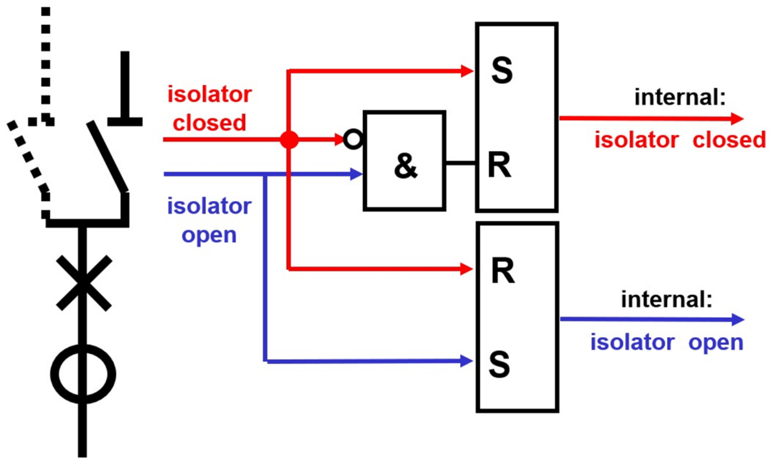
فإذا حدث عطل على Zone 2 كما هو ظاهر في هذه الصورة فسوف يتم عزل جميع القواطع المتصلة على Zone 2 حتى أوقف تغذية العطل ، والقواطع التي يجب فصلها هي 1 و 4 لأن ال BB2 isolator مغلق ، بالإضافة إلى فصل ال Coupler CB لأن القواطع المتصلة بBB1 سوف تساهم في تغذية العطل من خلاله ، وال Intertripping Systemهو الذي يميز و يحدد القواطع التي يجب أن تفصل لحظة العطل على الBB .

و بالتالي فإنه يجب أن نضمن وضعيات ال isolators أن تكون صحيحة حتى نتجنب أي تشغيل خاطئ للBB Protection ، وهذا يعني أنه يجب أن يكون لدي مراقبة أو Supervision على ال Isolator Position، قادر على اكتشاف حالات undefined Isolator Position بنفس الطريقة التي تعاملنا معها سابقا في حالة coupler CB.

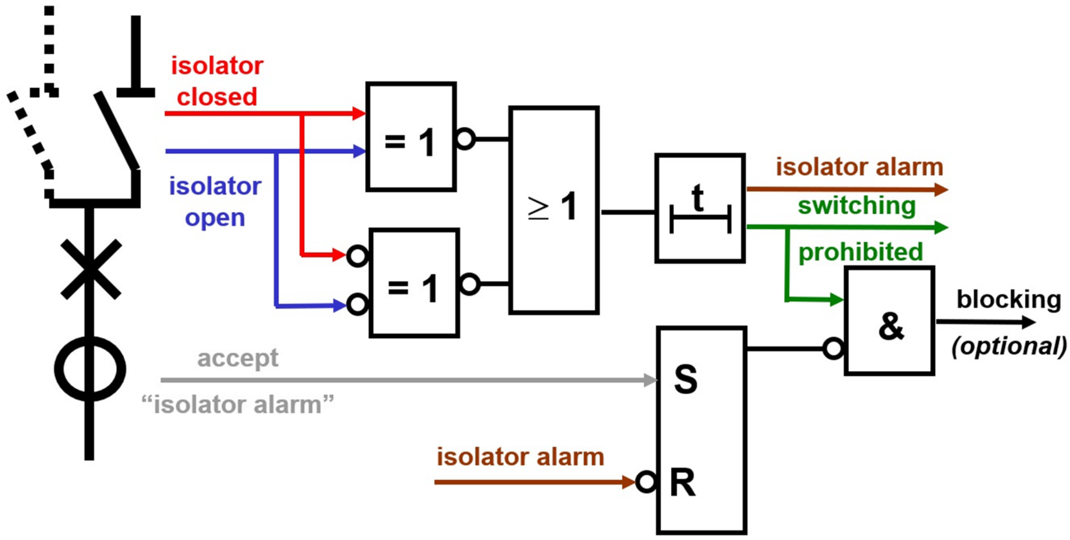


t > isolator running (from the "open into the "closed" position / from the "closed into the "open" position)

ويجب أيضا تخزين أخر وضعية لل Isolatorفي حال فقدنا DC supply باستخدام نفس الLogic تقريبا .

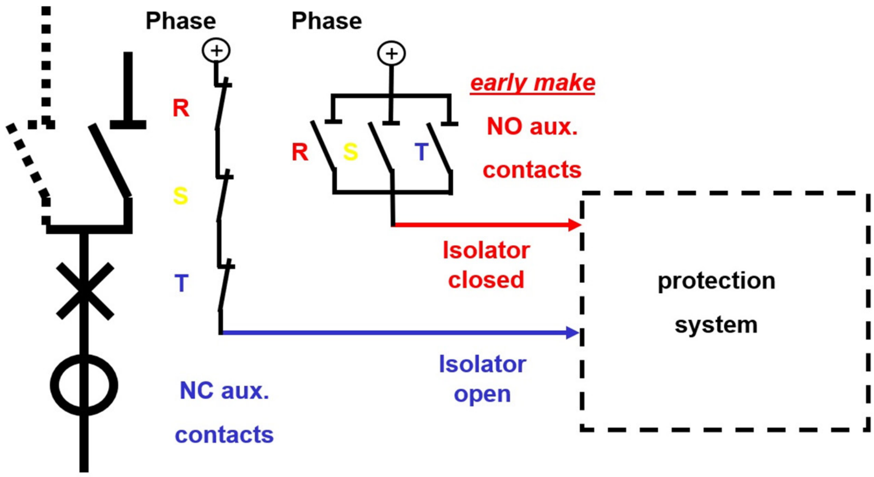


وكذلك الحال فإنه يستخدم هنا ال accept isolator alarm أيضا .

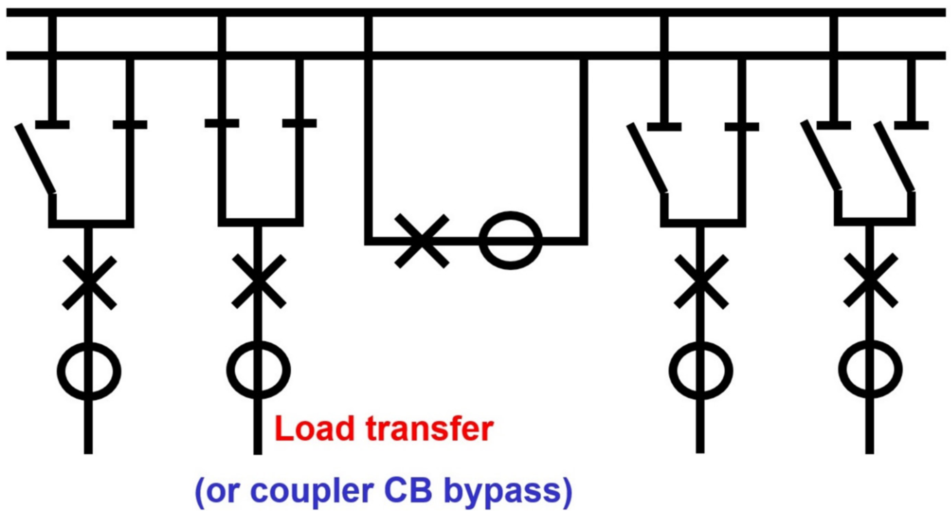


إلا أن الIsolator close command غير مطلوبة كما كنا نسخدمه مع الCoupler CB

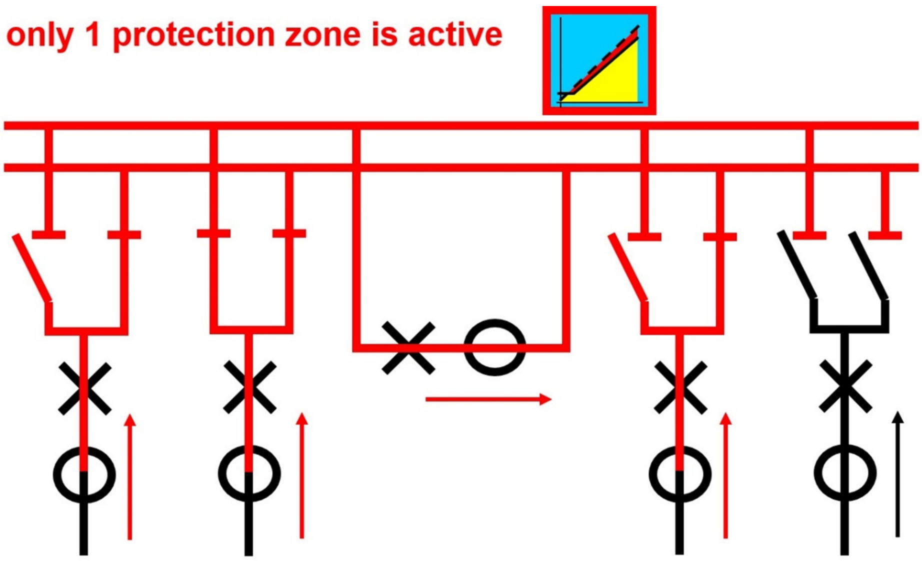
ويتم استخدام NO aux. contacts بدلا عنه.



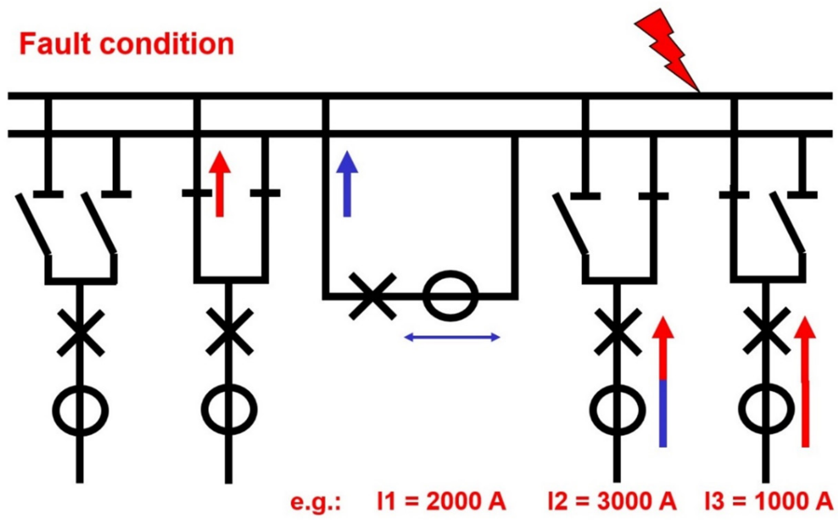
ماذا لو قمت بعمل Load Transfer من BB1 الى BB2 ، وحينها كان كلا ال Isolator Positions في وضع Closed ، فكيف يجب أن تتصرف الBB Protection ؟

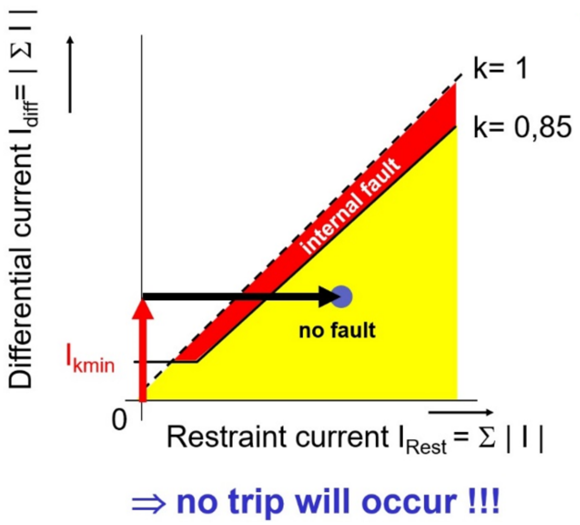


في هذه الحالة فإن zone 1 و zone 2 سوف يكونوا متصلين مع بعضهم ، فهذا يعني أنه سوف يكون لدي protection zone واحد فقط ، ويصبح اسمها Zone interconnection



إذا افترضنا أنه حدث عطل على BB1 لحظة حدوث load transfer ، فإن جميع ال Feeders سواء كانت على BB1 أو على BB2 سوف تساهم في تغذية العطل ، وبما أن ال Zone interconnection هي بالأصل zone 1 و zone 2 وكان يتم إضافة الCoupler current إلى Zone وطرحها منZone أخرى ، فإن الريليه سوف يجمع ويطرح نفس التيار وهو ال2000A في حالة أصبحت الTwo Zone وكأنها Zone واحدة ، **وهذا سوف يسبب لي مشكلة!!**



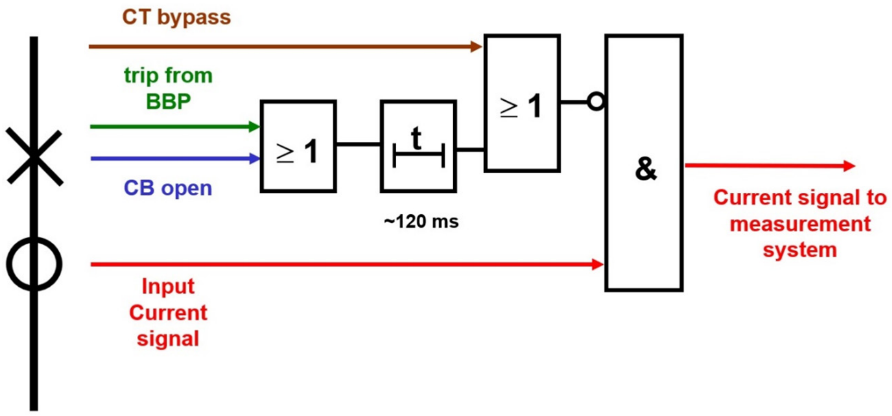


فعند تطبيق قيمتي ال Diffوال Rest Currentعلى ال Diff curve ، فسوف نلاحظ أنه لن يحدث أي فصل على هذا العطل للأسفل

Δ I = + I1 - I1 + I2 + I3
= + 2000 A - 2000 A + 3000 A + 1000 A
= 4000 A

Σ I = + | I1 | + | - I1 | + | + I2 | + | +I3 |
= + 2000 A + 2000 A + 3000 A + 1000 A
= 8000 A

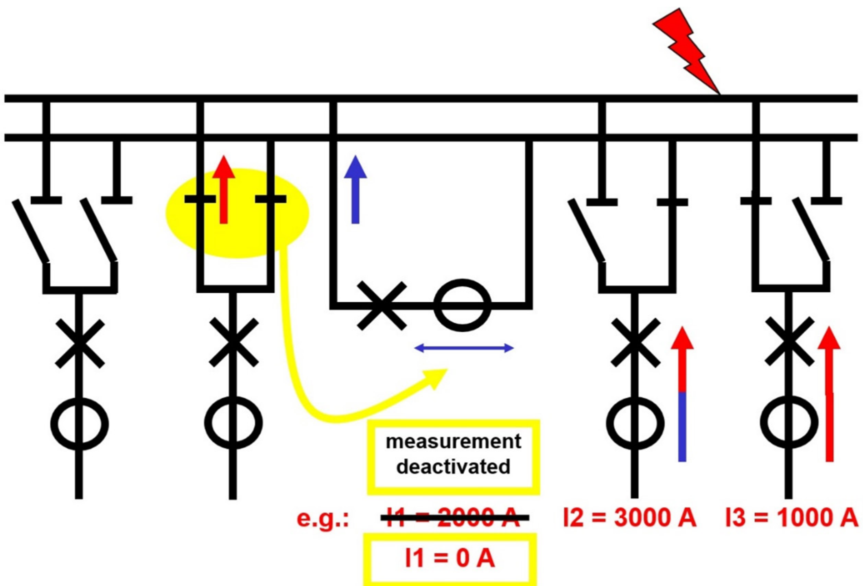
و يمكن حل هذه المشكلة من خلال الغاء قراءة الCoupling current في حالة Load transfer أو ما يسمى ب coupler CB bypass .

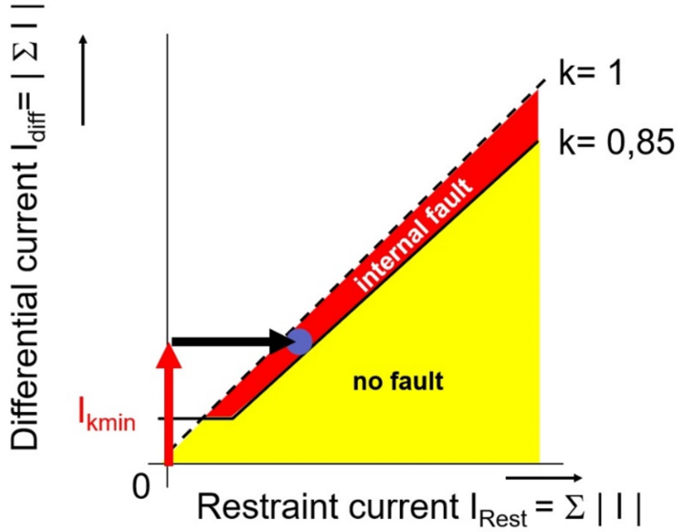


إذن **الخلاصة** أننا نقوم بإلغاء قراءة الCoupling current في ثلاث حالات كOR Gate:

1. في حال كان هناك عطل داخلي على الBB
2. في حال كان الCoupler CB مفتوح
3. في حالة Load transfer

فعند حدوث عطل على BB لحظة ال Load transferوتم الغاء قراءة الCoupling current ، فإن قيمة الDiff current سوف تكون 4000A وقيمة والRest Current سوف تصبح 4000A بعد أن كانت 8000A ، و عند تطبيق قيمتي الDiff والRest Current على الDiff curve ، فسوف نلاحظ أنه سوف يحدث فصل عند هذا العطل وهو المطلوب.



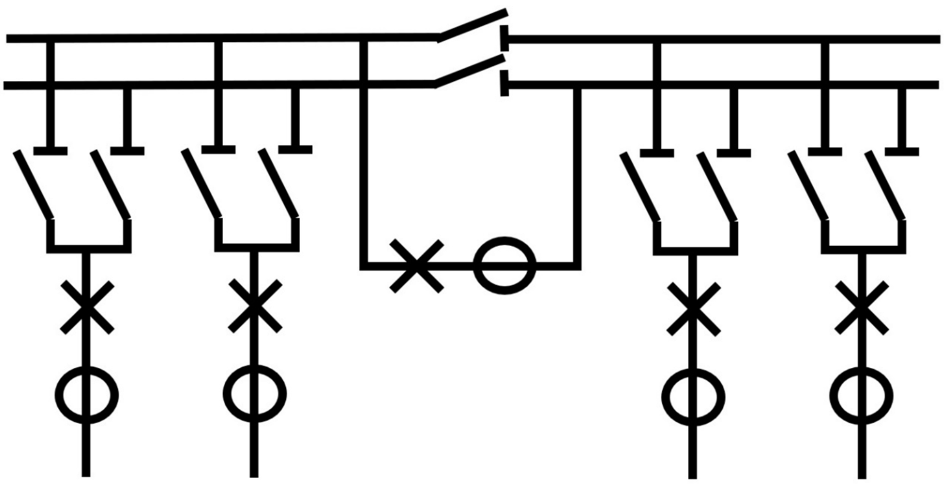


$\Delta I = + I1 - I1 + I2 + I3$
$= + 0\ A - 0\ A + 3000\ A + 1000\ A$
$= 4000\ A$

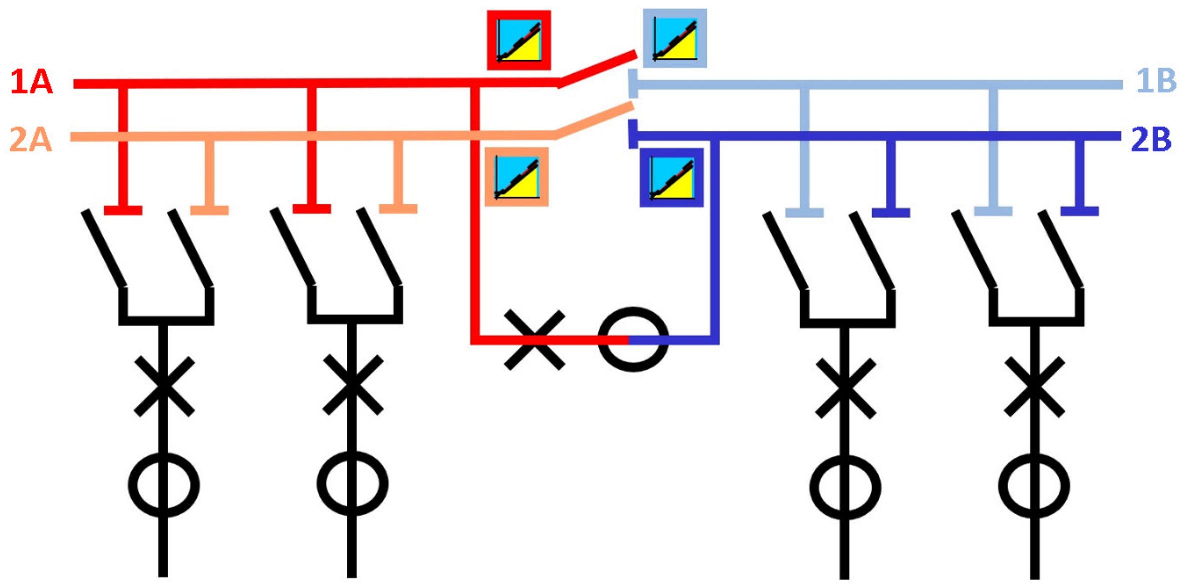
$\Sigma I = + |I1| + |-I1| + |+I2| + |+I3|$
$= + 0\ A + 0\ A + 3000\ A + 1000\ A$
$= 4000\ A$

⇒ trip will occur !!!

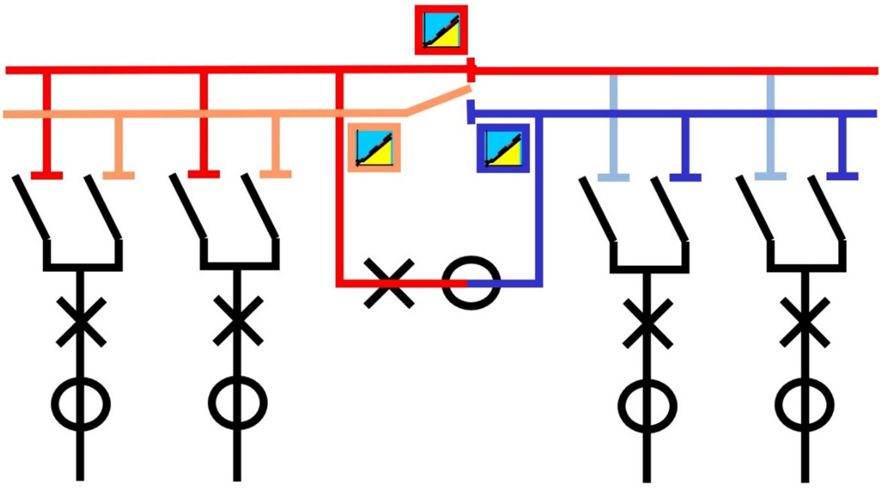
أما في حال double busbar system with section isolators ، فكم تتوقع أن يكون عدد ال protection zones؟



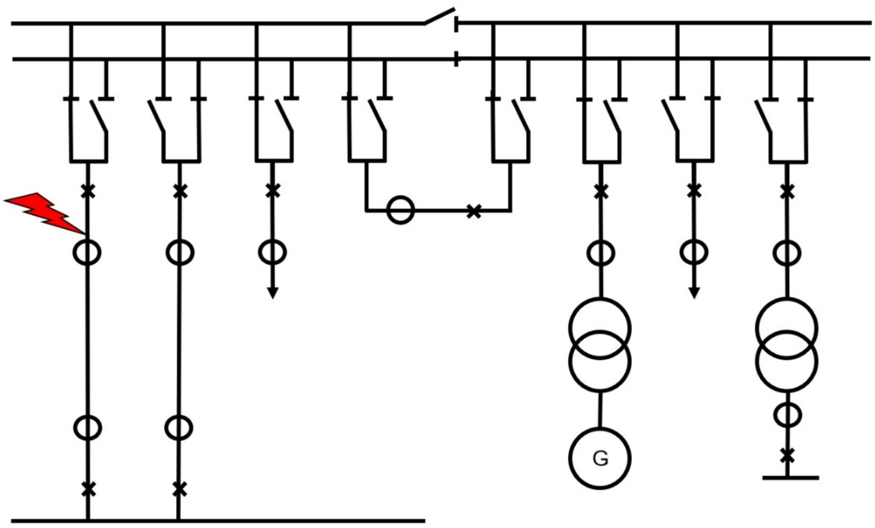
عدد ال protection zones هو أربعة 1A, 1B, 2A, 2B كما هو ظاهر في هذا الشكل ، حيث كل Zone له لون مختلف لتمييزه عن الآخر .



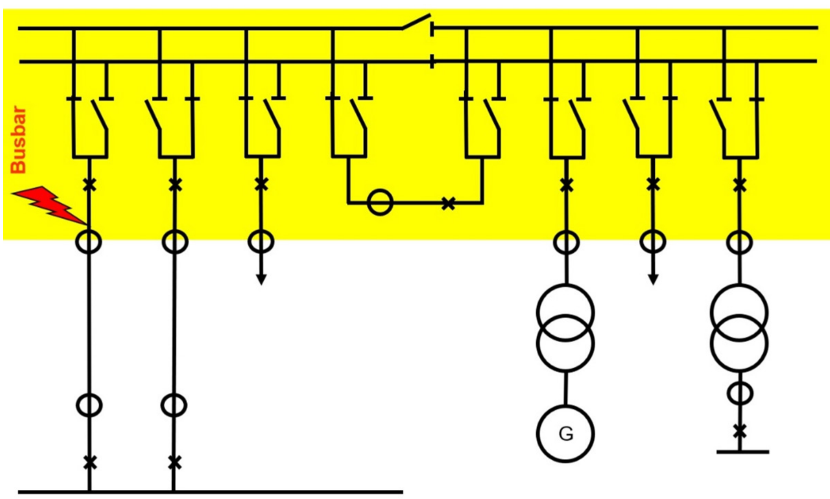
فإذا تم إغلاق أحد هذه section isolator ، فسوف يصبح هناك ثلاث protection zones فعالة وهي Zone 1, 2A, 2B



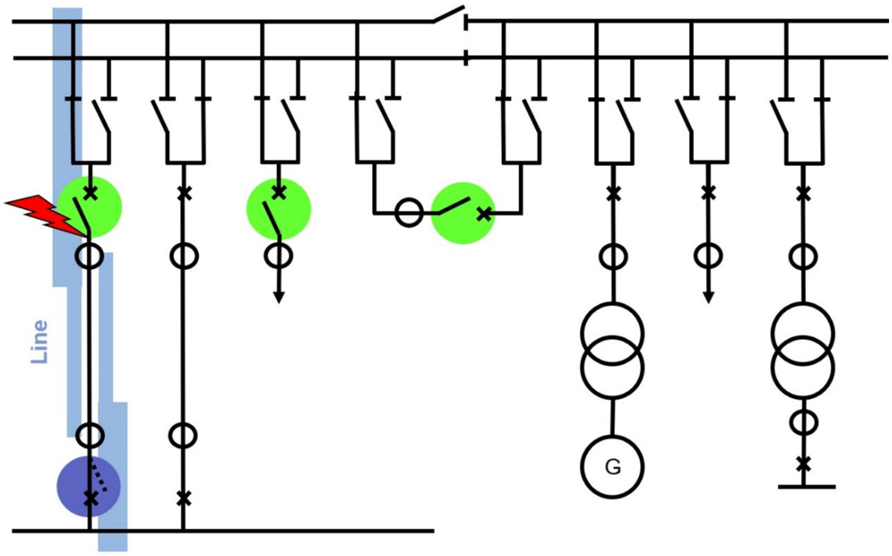
إذا كان هناك double busbar system ، **وكان الBB CT موضوع جهة الخط** ، وحدث عطل على الخط بين الCB وCT .



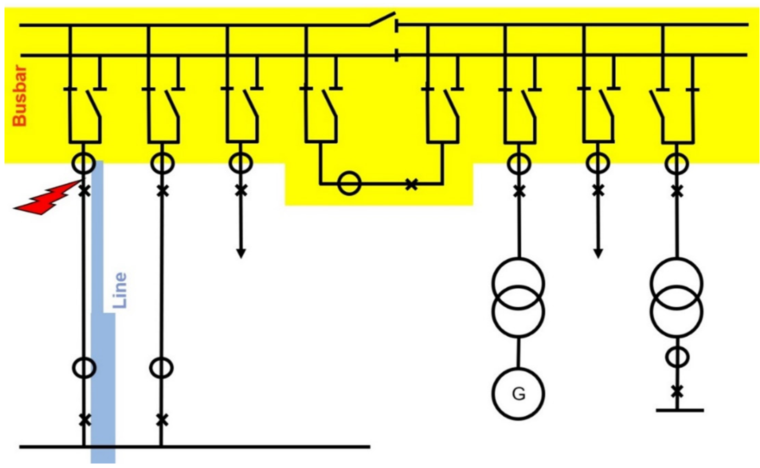
فهذا يعني أن الBB Protection سوف تتأثر فيه لأنه يعتبر داخل ال Zone الخاصة فيها وهي التي باللون الأصفر!



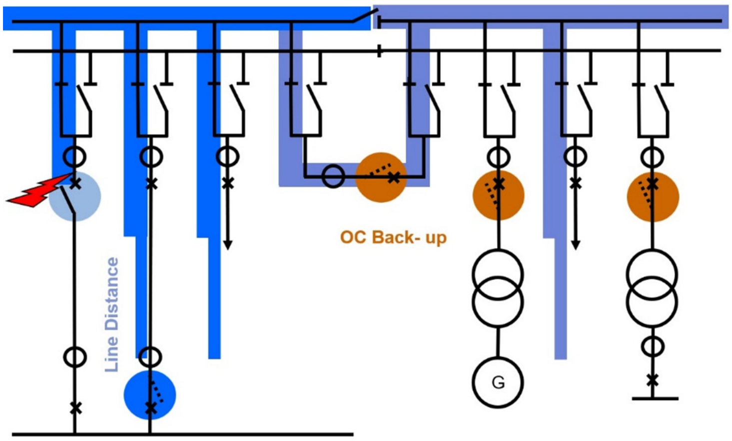
فإذا فصل الBB protection جميع القواطع المتصلة بالBB الذي حدث عليه العطل وهي التي باللون الأخضر ، فإن العطل سوف يبقى يتغذي من الخط من جهة الRemote CB ، لذا يجب إرسال إشارة فصل له حتى نستطيع عزل العطل.



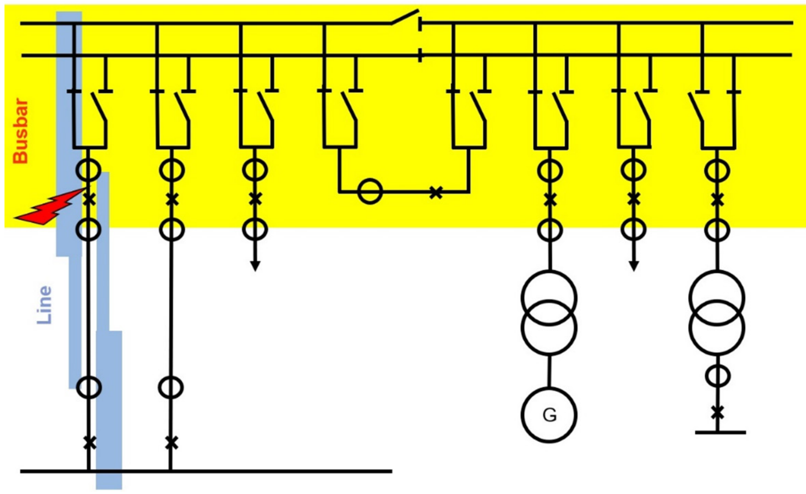
أما إذا كان الBB CT موضوع جهة البسبار ، وحدث عطل على الخط بين الCB وCT ، فلن يتأثر الBB protection فيه ، لأن العطل يعتبر خارج حدوده في هذه الحالة ، لاحظ في هذه الصورة كيف أن مكان العطل يقع على الLine zone protection وهي المنطقة الزرقاء ، و يعتبر خارج المنطقة الصفراء وهي الBB Zone protection .

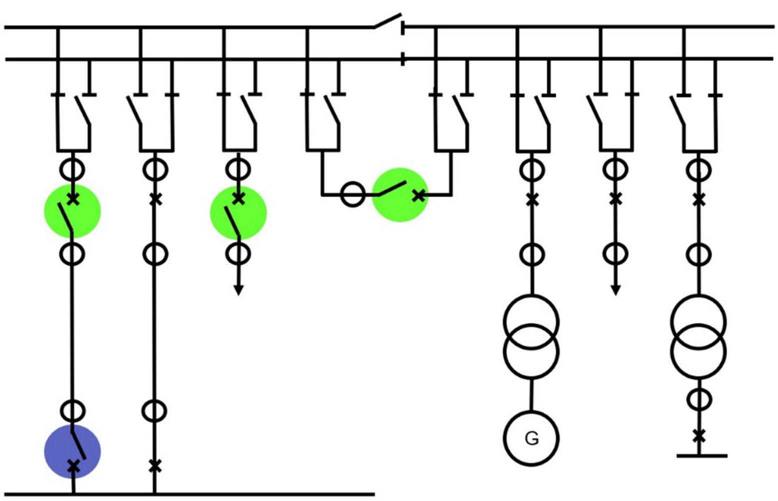


فإذا أصدر الLine protection قرار الفصل على Local وRemote CB ، فسوف تبقى تغذية العطل من الخط الذي بجانبه والمتصل معه على نفس الBB ويمكن أن يتفعل أيضا الBS OC على نفس هذا العطل ، لأن بعض الخطوط التي تساهم في تغذية العطل ممكن أن تمر من خلاله.



أما إذا كان الBB CT موضوع **بشكل يحقق overlapping** بينه وبين Line CT ، وحدث عطل على الخط بين الCB وLine CT كما هو ظاهر في هذا الشكل .





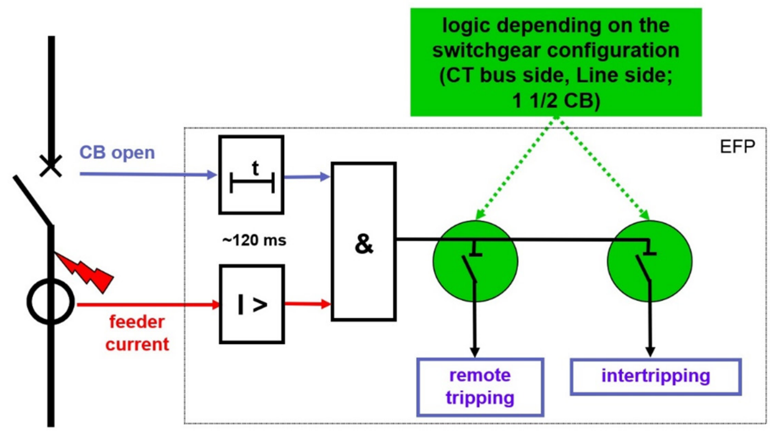
فسوف يشعر بهذا العطل كلا من ال Line protection وBB protection في ءان واحد ، فيقوم الBB protection بفصل جميع القواطع المتصلة على نفس الBB وتساهم في تغذية العطل ، ويقوم الLine protection بفصل الlocal و Remote CB وهكذا يتم عزل العطل وهو المطلوب .

و هذا الجدول يوضح خلاصة تأثير موقع تركيب الCT على ال Selectivity و Speed و أفضل scheme هو عند تركيب الCT بشكل يحقق Overlapping ، سواء في الSingle أو Multiple أو 1 ½ breaker busbar .

	CT line side	CT bus side	CT overlapped	
single or multiple busbar	++	-	++	Selectivity
	+	-	++	Speed
1 1/2 breaker busbar	-	-	++	Selectivity
	-	-	++	Speed

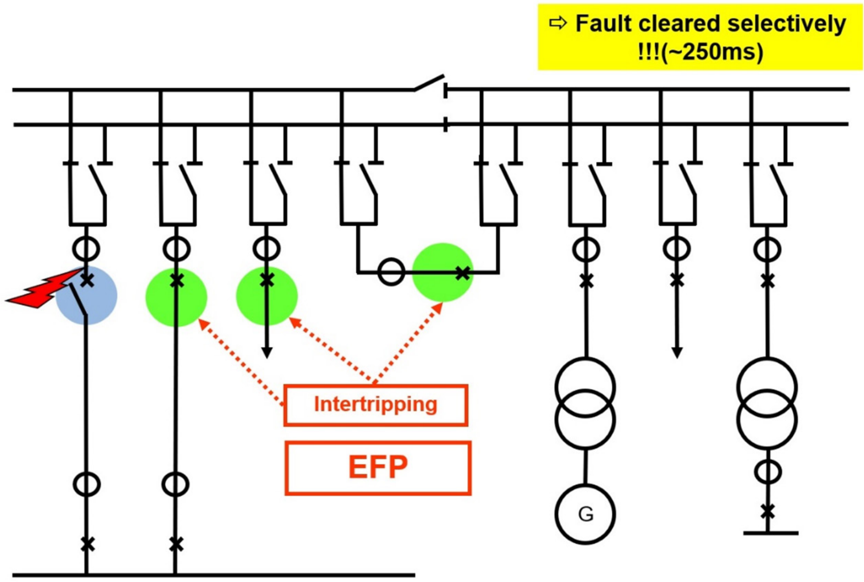
++	very good
+	acceptable
-	critical

لو كان الCT BB مركب جهة البسبار ولا يوجد أي overlapped CTs ، ففي هذه الحالة يصبح من المطلوب تركيب حماية إضافية لتجنب التشغيل الخاطئ تسمى ب End- Fault Protection Function، فاذا كان الCB مفتوح لفترة زمنية أكبر من 120msec حتى نتجاوز زمن إطفاء القوس الكهربائي بالإضافة إلى safety time ، و من ثم حدث عطل بين الCB وCT وقام الCT Feeder بقراءة قيمة تيار العطل الذي يتم تغذيته من Remote CB ، فإن قرار الفصل الصادر من هذا ال EFPسوف يذهب لعمل remote tripping إذا كان هناك تغذية من طرفها بالإضافة إلى عمل intertripping على CB المتصلة معه على نفس البسبار .



t = EFP pick up time
(higher than the highest possible arc extinguish time + safety time)

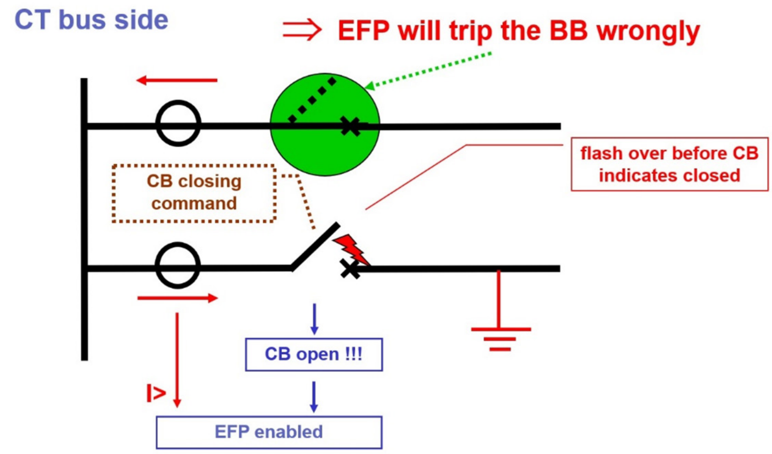
لو عدنا لنفس العطل السابق بين الBB CT والCB الذي كان فيه الCT BB مركب جهة البسبار يعني فوق الCB، فإن EFP سوف تقوم بتفعيل الBB Intertripping logic لفصل جميع القواطع التي من المحتمل أن تساهم في تغذية العطل، وذلك لأنه تحقق شرطين كAND gate وهما قراءة التيار بقيمة أعلى من الSetting current بالإضافة أن الCB مفتوح.



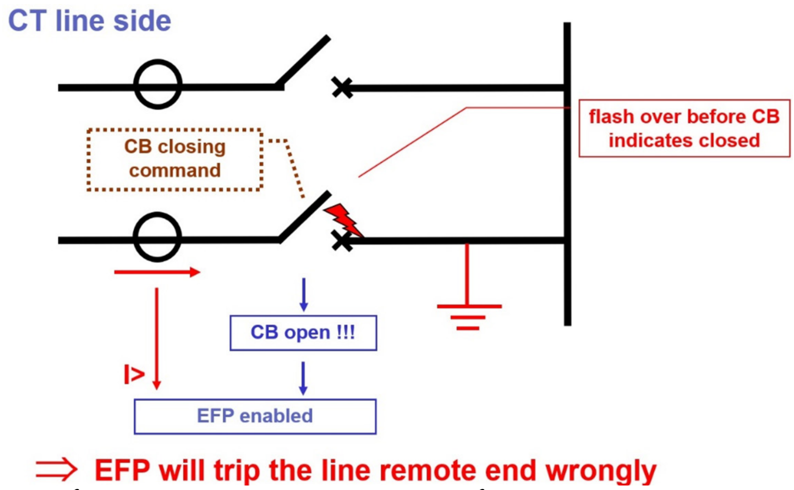
الEnd Fault Protection يجب استخدامه في حال الmultiple BB والذي يكون فيه ال CT جهة البسبار ، و في حال ال1 ½ breaker busbar **الذي لم يركب فيه الCT's بشكل تحقق الOverlapping** سواء كان الCT مركب جهة البسبار أو جهة الخط ، وهذا يعني أنه طالما كان هناك CT Overlapping فلا داع لاستخدام الEFP function
الهدف الرئيسي من استخدام الEFP function هو تقليل زمن الفصل tripping time في الحالات التي يستخدم بها .

هل يمكن أن يؤثر حدوث switch onto fault على الEnd Fault Protection؟

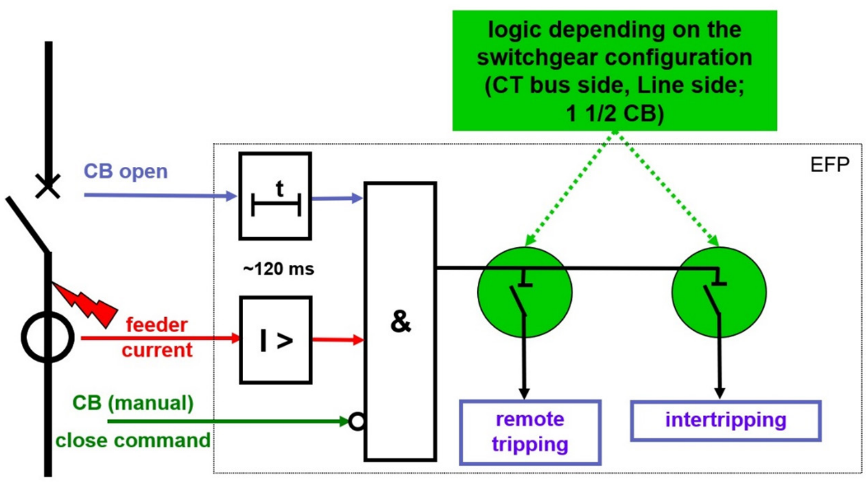
دعونا نفترض أن الCT مركب جهة البسبار ، اذا كان هذا الCB مفتوح فهذا يعني أن EFP سوف تكون جاهزة لاصدار قرار الفصل وتنتظر مرور تيار من هذا الCT ، فاذا كان هناك عطل خارجي موجود أصلا وجاء أمر اغلاق للCB ، فإنه سوف ينشأ شرارة كهربائية لحظة اغلاقه وقبل أن يظهر إشارة أن الCB مغلق ، وعندما يجتمع مرور التيار مع وضعية الCB المفتوحة ، فسوف تتفعل الEFP وتقوم بإصدار إشارة فصل خاطئة للقواطع المتصلة على نفس هذا البسبار !!



أما إذا كان الCT مركب جهة الخط وجاء أمر لإغلاق الCB على عطل موجود أصلا جهة البسبار ، فإن الEFP سوف تتفعل وترسل إشارة فصل خاطئة الى Remote CB رغم أن العطل ليس على الخط أصلا !! ، وذلك لأنه لم يصله بعد وضعية الCB فأرسل إشارة الفصل قبل ظهور إشارة الCB Closed .



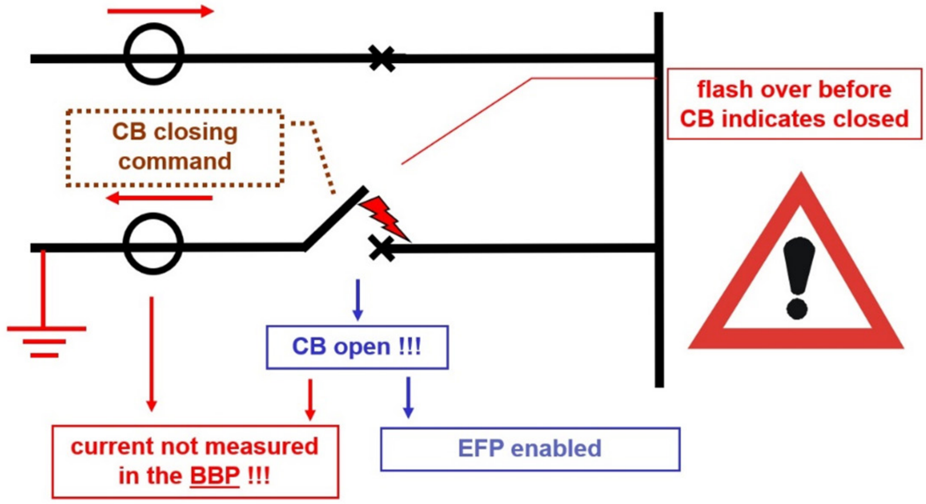
ولحل هذه المشكلة وتجنب حدوثها مرة أخرى ، فإننا نخبر الريليه أنه إذا صادف حدوث عطل مع CB Manual closed وهي حالة SOTF ، اعمل بلوك على EFP .



و هذا الشيء يستدعي أن يتم تركيب وفحص CB Manual closed بشكل صحيح لا شك فيه ، فاذا لم تصل إشارة CB Manual closed الى الريليه ، فهذا يعتبر high risk لأنه يسبب تشغيل خاطئ BUSBAR PROTECTION في حالة الSOTF .

فال BBPسوف تفصل بشكل خاطئ لأن التيار الذاهب لتغذية العطل لم تتم قراءته لأن ال CB ما زال مفتوح بالنسبة لها .

وال EFPسوف تفصل جميع القواطع المتصلة على نفس البسبار بشكل خاطئ لأنها رأت ال CB مفتوح والCT يقرأ تيار !! ، مع أن العطل يقع على الخط وليس على البسبار .

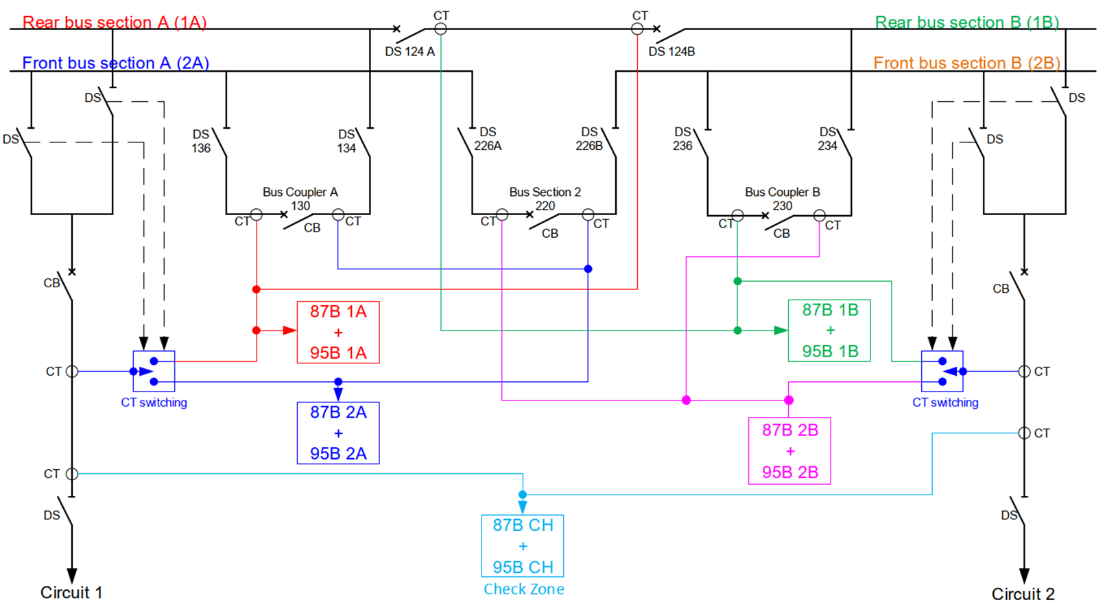


BB High Impedance Differential Protection

ناقشنا سابقا BB Low Impedance Differential Protection الخاص بال Single BB وشرحنا حالات الأعطال عليه ومن ثم شرحنا ال Single BB with coupler CB في حال وجود Two CT's على أطراف الCoupler CB ، وشرحنا حالة ال Single BB with coupler CB في حال وجود CT واحد فقط ، ومن ثم شرحنا حالات الأعطال على ال Double BB وفي نهاية الموضوع شرحنا حالة الEnd fault protection وعادة ما يكون ال Busbar Protection و End Fault Protection Function مع بعضهم في ريليه واحد مثل الREB500 ABB.

في هذه الجزئية من الكتاب سوف نشرح لكم تفاصيل ال BB High Impedance Differential Protection .

فكونوا معنا ....



Legend: CB= Circuit Breaker , DS= Disconnecting Switch (Isolator) , CT= Current Transformer , 87B=Bus Bar Differential Protection , 95B= CT Supervision

تحدثنا سابقا عن موضوع الHigh Impedance Differential Protection وذكرنا حالاته ومتطلباته و شرحنا الفرق بينه وبين الLow Impedance Differential Protection وطريقة واختباره ، وفي هذه الحلقة سوف ندخل الى تفاصيل أكثر في موضوع BB differential protection scheme ومن ثم نشرح معادلات ال high-impedance protection مع ذكر أمثله عليه ....

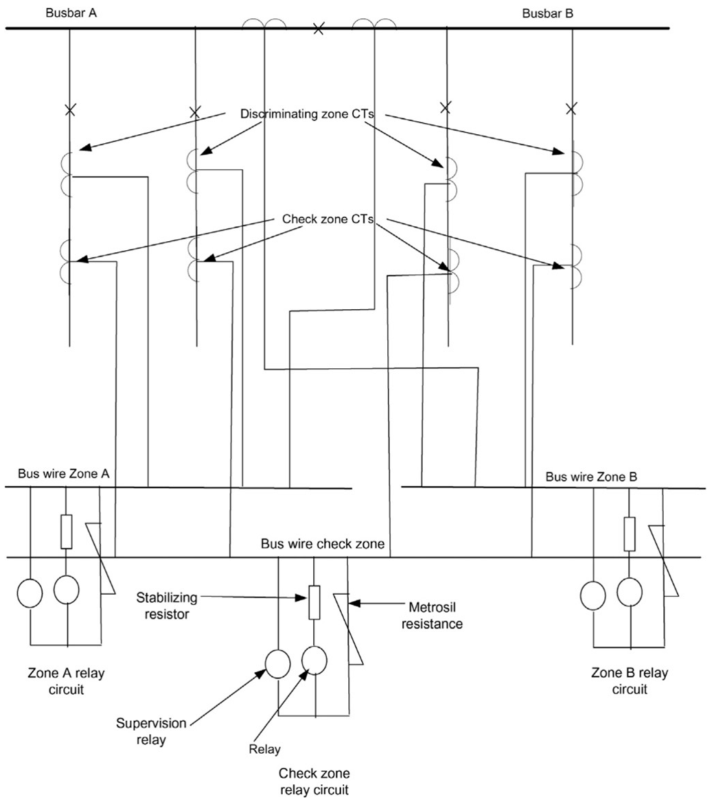
الDiff protection الذي شرحناه سابقا و الذي يميز مكان العطل بالضبط يمكن تسميته بال Discriminating zone أو Main zone ، وبسبب كثرة التشغيل الخاطئ من ارتفاع قيمة الDiff current الناتجة من بعض الأخطاء العملية مثل وجود open circuit في دوائر الCT أو وجود مشاكل في وضعيات الAux.conatct الخاص بالBB disconnector أو غيرها ، اصبحنا مضطرين الى استخدام حماية احتياطية للمساعدة لتأكيد قرار الفصل tripping decision حتى يتجنب mal-operation يطلق عليها اسم Check Zone ، و يتم تركيب CT خاص لتغذية الcheck zone على جميع الBays فقط بحيث تشمل كل المغذيات الداخلة والخارجة من من المحطة ما عداbus section أو bus coupler units ، وهذا الCT مستقل ومختلف عن الCT الخاص بتغذية ال Discriminating zone يقوم ال Check Zoneبحساب قيمة الDiff current لجميع ال busbars باعتبارها منطقة واحدة فقط يعني يراقب كل System، ولكنه لا يميز مكان العطل بالضبط ، بينما ال Discriminating zone يراقب مهمة محددة فقط وعنده القدرة على تمييز مكان العطل على أي Zone بالضبط .

لاحظ في هذه الصورة والتي يطلق عليها BB Protection Single line AC Circuit كيف أنه يوجد CT على كل Bay خاص بال Discriminating zoneو CT خاص بالCheck Zone ، ولاحظ أن الCT's على طرفي الBS CB تم توصيليهم بطريقة تحقق Overlapping على الDiscriminating zone فقط .

ويتم بتجمع الCT's secondary مع supervision relayو Hi-Z Relay والMetrosil على Bus wires الخاص بكل Zone ، وبالتالي سوف يكون لدينا في هذه الحالة Bus wire Zone A و Bus wire Zone B و Bus wire Check Zone .

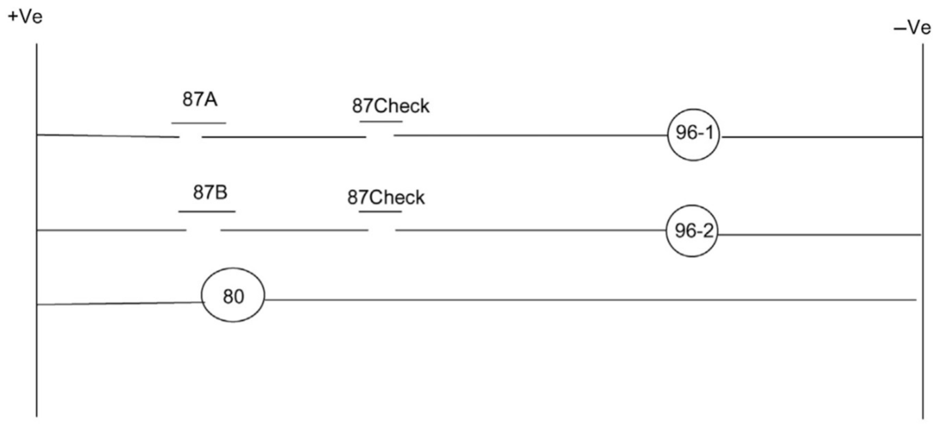
ال discriminating zoneقادرة على تمييز مكان العطل هل هو على busbars A أو على busbars B ، بينما check zone تكتشف حدوث عطل على busbars A و busbars B وكأنهم بسبار واحد .

ونريد التنويه هنا بأن check zone يتم استخدامه مع الHigh/low Impedance Differential Protection وليس محصور بنوع محدد فقط .

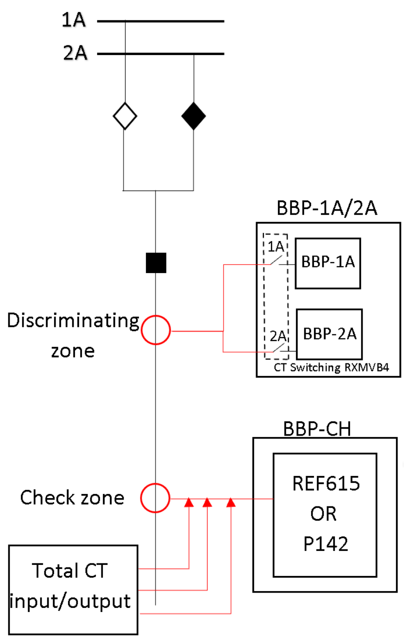


لكي يعمل ال Bus Bar Protection Trip Relayيلزم أن تشتغل الحماية التفاضلية على Discriminating zone و Check Zone في ان واحد ك AND gate busbars B .

ويمكن التعبير عن ال AND gate في دوائر التحكم من خلال توصيل أكثر من Contact على التوالي كما هو ظاهر في هذا الcircuit ، حيث لاحظ بأن الContact الخاص ب87A يمر من خلال الContact الخاص بال87Check قبل ذهابه الى trip relay ، وفي بعض ال Schemes فإن ال87Check تكون جهة -Ve أي هي شرط لوصول الNegative الى طرف الTrip relay بينما عمل ال87A شرط لوصل الPositive اليه.



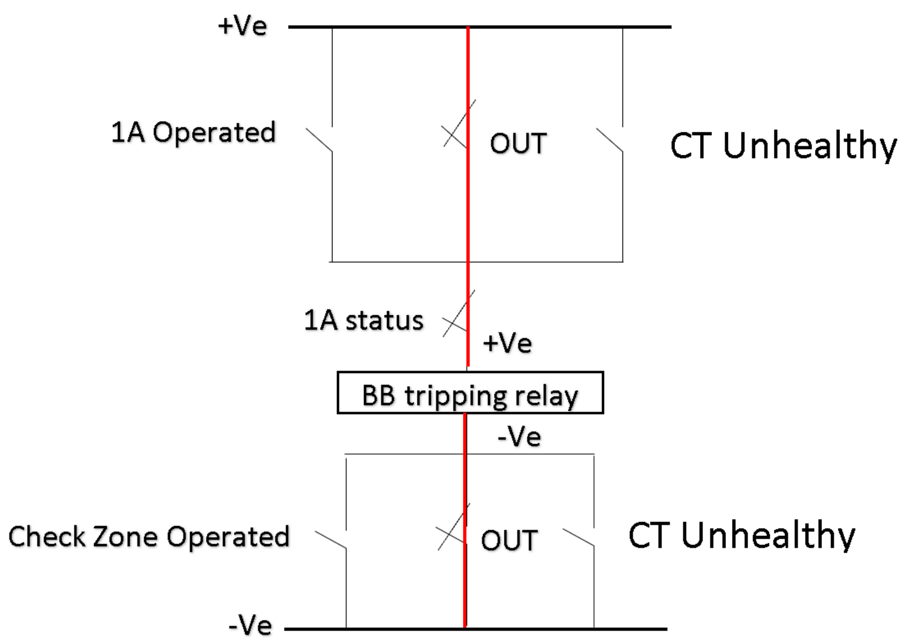
Where:
87A High impedance differential relay trip contact for Zone A
87A High impedance differential relay trip contact for Zone B
87 Check high impedance differential relay trip contact
80 DC voltage supervision relay
96 Trip relay



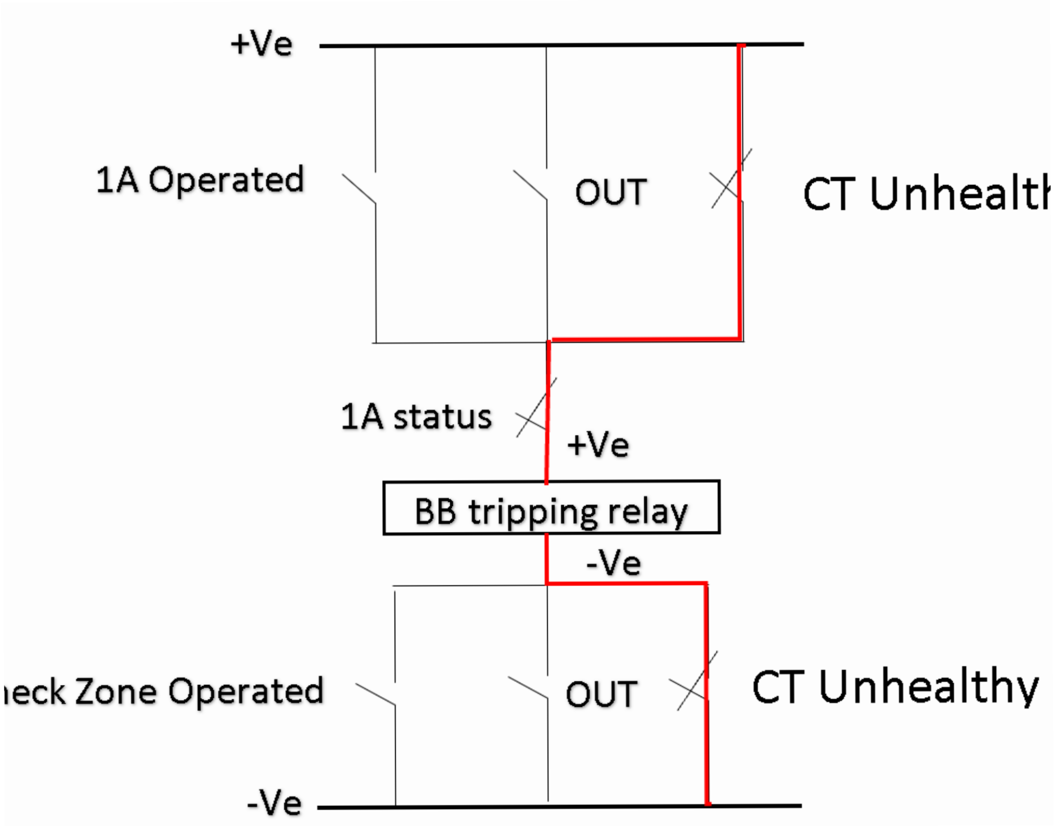
إذا كان لدي Double BB مع One CB فإن CT seconday سوف يذهب إلى الHigh impedance BB Protection من خلال ما يسمى بالCT Switching و الRXMVB4 كمثال عليه ،حيث يوجد ريليه لحماية BB-1A وريليه آخر لحماية BB-2A .

لاحظ بأن الBB-CH Zone يقوم بحساب جميع التيارات الداخلة والخارجة من Bays .

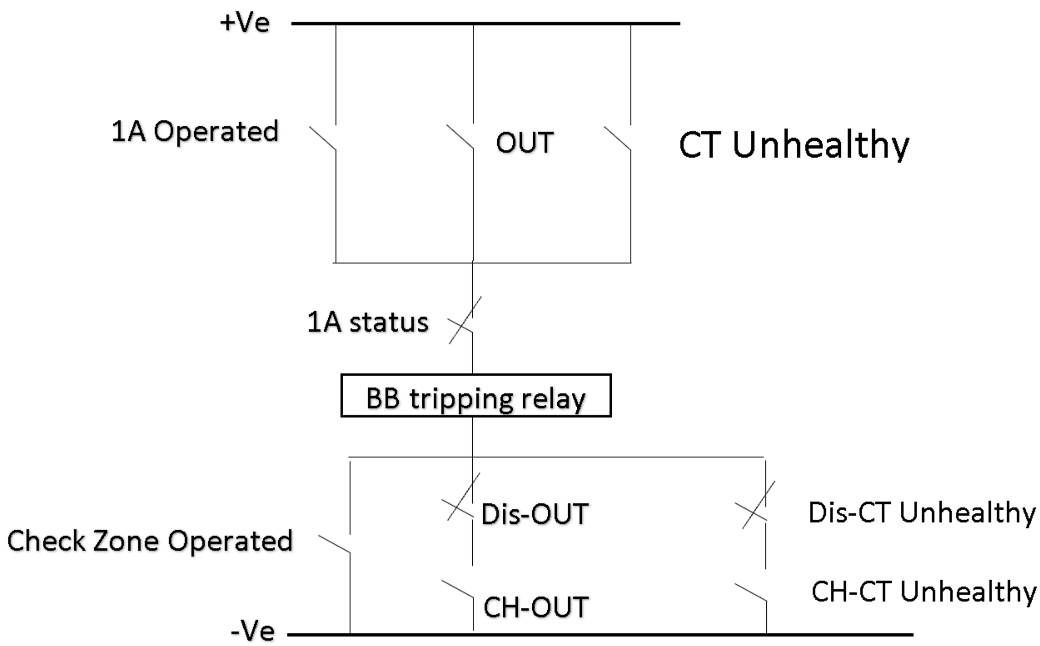
إذا خرج أحد الريليهات من الخدمة للصيانة أو أنه حدث عليه Fail ، فإننا نختار OUT من الSelector switch ، وهذا الخيار معناه أنك عملت bypass على الoutput الخارج من الريليه ، أما إذا حدث فتح في دائرة الCT secondary فإن ال CT Supervision الذي يراقب هذه الحالة سوف يعمل short على دائرة ال CT secondary وهذا الخيار معناه أيضا عمل bypass على الoutput الخارج من الريليه والذي يعني إلغاء عمل الريليه الخاص بهذا الCT التي فتحت دائرته والذي أصبح في هذه الحالة اسمه CT unhealthy .

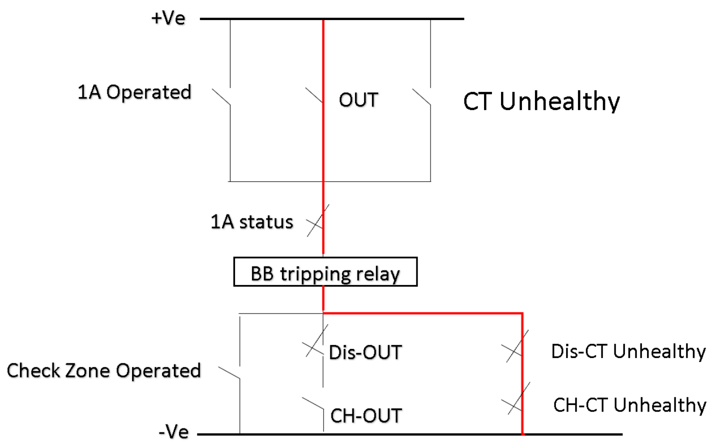


وكذلك الحال لو أصبح CT Unhealthy في حال على Discriminating zone و Check zone في نفس الوقت ، فإنه سوف يصل +Ve signal و -Ve signal الى طرفي الTripping relay مما يجعل الBB يصدر إشارة فصل خاطئة .



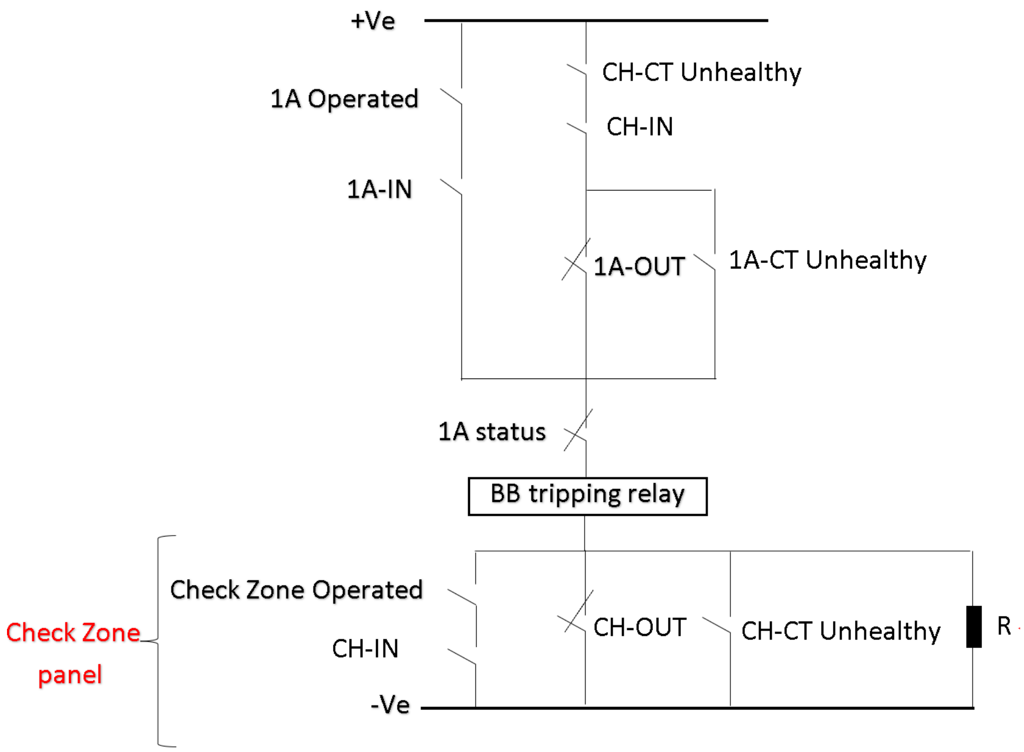
و لحل هذه المشكلة قمنا في دائرة ال Check zone بإضافة شروط أخرى ، وهو أن -Ve signal لن يصل إذا كان كلا Relays على وضع OUT ولن يصل أيضا إذا كان كلا ال CT's في وضع Unhealthy ، وذلك عن طريق إضافة Normally closed contact في ال Check zone panel .





ولكن لو كان ال Discriminating zone على وضع OUT وكان الCT الخاص به Healthy ، بينما ال Check zoneكان على وضع IN ولكن الCT الخاص به كان Unhealthy ، فإنه سوف يصل Ve signal+ و Ve signal- إلى طرفي الTripping relay مما يجعل الBB يصدر إشارة فصل خاطئة أيضا !!

المفروض أنه يجب أن لا يعمل الريليه لأنه لا يوجد دليل قاطع أنه حدث عطل حقيقي على الBB Protection ، وذلك لأنه مبني على شكين ، الشك الأول أن ال Discriminating zone خارج الخدمة ، والشك الثاني أن الCheck zone CT مفتوح !! لذا يجب تعديل الشروط مرة أخرى حتى لا يعمل BB protection Tripping relay في هذه الحالة فتصبح الرسمة النهائية كالتالي :



والهدف من وجود مقاومة على التوازي هنا هو المحافظة على وجود negative على trip relay coil حتى لا يصاب هذا الcoil بتآكل كيمائي مع الزمن ، لأن هذه الحماية بالذات قد لا تعمل لفترة زمنية طويلة ، وبالتالي نجعل ال trip relay في وضع جاهزية وتحفيز دائم .

و هذا الجدول يوضح تلخيص فلسفة تشغيل الـ132kV double BB Protection في ظروف التشغيل المختلفة في المحطات الكهربائية ، ونستنتج أنه تم تجنب أغلب حالات التشغيل الخاطئة .

هذا الجدول تم استنتاجه من الرسمه النهائية ، في هذا الجدول فيه تسع احتمالات لظروف التشغيل المختلفة 5 منها يجب أن تشغل الريليه و4 لا يجب ،يمكنك دراستها بنفسك .

Discriminating zone			Check zone			Trip initiate
In/Out Position	CT Superv. Status	Trip relay	In/Out Position	CT Superv. Status	Trip relay	
In	Healthy	Operated	In	Healthy	Operated	Yes
In	Healthy	Operated	Out	Healthy	--	Yes
In	Healthy	Operated	In	Unhealthy	Not operated	Yes
Out	Healthy	--	In	Healthy	Operated	Yes
Out	Healthy	--	Out	Healthy	--	No
Out	Healthy	--	In	Unhealthy	Not operated	No
In	Unhealthy	Not operated	In	Healthy	Operated	Yes
In	Unhealthy	Not operated	Out	Healthy	--	No
In	Unhealthy	Not operated	In	Unhealthy	Not operated	No

الـHigh Impedance Differential Protection يوجد منه نوعان :

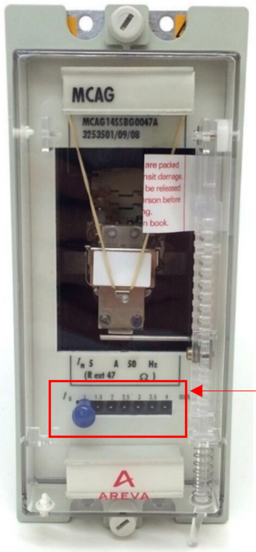
1. النوع الأول يسمى بـVoltage calibrated relay وله أكثر من tap في حدود من V175-25 وكل step لها 25V أو في حدود 25-325V وكل step لها 50V أو في حدود من V185-15 وكل step لها 5V فقط ، وغير مطلوب external resistors في هذه الحالة لأن الريليه مقاومته عالية أصلا ، ولتحديد قيمة الـFault current setting فإنه يلزم معرفة الـRelay operating current لكل tap ، وإذا كان الـ Relay operating current قليل فإنه يمكن إضافة shunt resistor لزيادة قيمته ومن الأمثلة عليه MFAC14/34 .



MFAC Voltage-calibrated high impedance

Setting range: 25-175V							
Setting Voltage	25	50	75	100	125	150	175
I_r (mA)	19	19	20	23	27	36	53

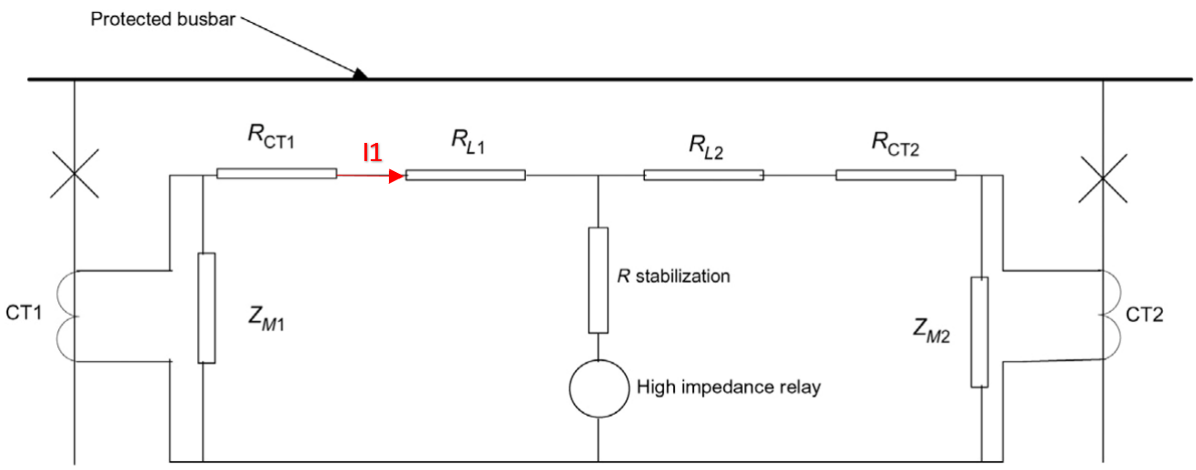
2. أما النوع الثاني فيسمى بcurrent calibrated relay ، و له burden ثابت و قليل يصل إلى 1VA فقط ، ويتم إضافة مقاومة عالية stabilizing resistor على التوالي مع relay coil حتى يصبح high impedance relay ، و له أكثر من tap's حسب حساسية التيار المطلوبة في الFinal setting وهذا الريليه الذي في الصورة فله Range من 1 الى 4A وكل step قيمته 0.5A .



0.025 - 0.100A
0.050 - 0.200A
0.100 - 0.400A
0.200 - 0.800A
0.250 - 1.00A
0.500 - 2.00A
1.00 - 4.00A

MCAG
Current-calibrated
high impedance

لحماية البسبار فإننا نقوم بتوصيل جميع الCT secondary للمنطقة المراد حمايتها ومن ثم ارسالها الى high-impedance relay المتصل معه stabilizing resistor على التوالي كما هو ظاهر في هذه الصورة .



الفولتية على أطراف الريليه V_relay خلال أي عطل خارجي تساوي I_1 وهي قيمة التيار المار في الCT1 secondary لحظة العطل ويمكن ايجاده من short circuit calculation مضروب في (R_CT1+R_L1) حيث R_CT1 هي المقاومة الداخلية لمحول التيار CT1 winding resistance ، و الR_L1 هي مقاومة الأسلاك أو تسمى بالlead resistance و الخارجة من طرفي ال CT وذاهبة الى الريليه وتشمل قيمة مقاومة السلك الذاهب الى الريليه والسلك الراجع الى محول التيار معا على التوالي ، ويمكن التعبير عنهم ب

$R_{L1} = 2 \times R_L$

$V_{relay} = I_1 \times (R_{CT1} + R_{L1})$

و هذه الفولتية V_relay التي على أطراف الريليه يمكن التعبير عنها نفسها بأنها ناتجة من ضرب التيار المار في الريليه نفسه I_R في مجموع مقاومة الريليه R_relay بالإضافة إلى مقاومة الإتزان R_stabilizing ، و ذلك لأنهم متصلين على التوالي ، وكلا الفولتيين متساويتين لأن الدوائر متصلة على التوزاي .

$$V_{relay} = I_R \times R$$

$$R = R_{relay} + R_{stabilizing}$$

ويمكن تعويض قيمة V_{relay} التي يتم ايجادها من المعادلة الأولى في المعادلة الثانية حيث :

$$V_{relay} = I_1 \times (R_{CT1} + R_{L1}) = I_R \times R$$

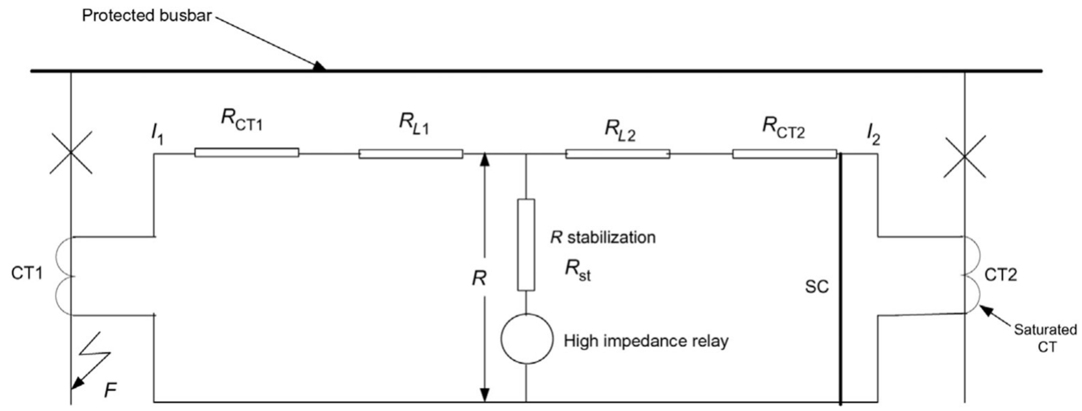
فتصبح قيمة R المكافئة كالتالي $\frac{I_1 \times (R_{CT1} + R_{L1})}{I_R}$ وهي نفسها تساوي مقاومة الريليه زائد مقاومة الإتزان .

$$R = \frac{V_{relay}}{I_R} = \frac{I_1 \times (R_{CT1} + R_{L1})}{I_R} = R_{relay} + R_{stabilizing}$$

ويمكن حساب قيمة مقاومة الإتزان المطلوب تركيبها من هذه المعادلة بشكل مباشر كالتالي

$$R_{stabilizing} = R - R_{relay} = \left(\frac{I_1 \times (R_{CT1} + R_{L1})}{I_R}\right) - R_{relay}$$

المفروض أنه عند حدوث عطل خارجي أن يكون التيار المار في الريليه يساوي صفر نظريا ، ولكن أسوء سيناريو هو عند حدوث عطل خارجي جعل أحد الCT يدخل في حالة Saturation ، فهذا يعني أن secondary EMF عليه سوف يكون صفر ويمكن تمثيل هذه الحالة وكأنها short circuit على أطراف الCT secondary ، ويجب في هذه الحالة أيضا أن نضمن أن يبقى الريليه مستقر .



حيث التيار I1 سوف يسري من خلال الSC ويصبح ، وكأنه يوجد CT واحد فقط .

$$V_{relay} = I_1 \times (R_{CT} + R_L)$$

وبالتالي فإنه مطلوب مني تعديل relay impedance حتى تصبح الفولتية المطلوب منها تشغيل الريليه والتي تسمى بV_setting أكبر من V_relay ، لأنه لو كانت أقل ممكن أن يعمل الريليه في حالة الأعطال الخارجية وحدوث CT Saturation .

$$V_{setting} > V_{relay}$$

$$I_R \times R > I_1 \times (R_{CT} + R_L)$$

$$R > (I_1/I_R) \times (R_{CT} + R_L)$$

$$R = R_{relay} + R_{stabilizing}$$

$$R_{stabilizing} > ((I_1/I_R) \times (R_{CT} + R_L) - R_{relay})$$

نحن نضمن استقرار الريليه عند حدوث Saturation لأحد ال CT's لحظة العطل الخارجي من خلال رفع قيمة V_setting أكبر من قيمة V_relay الناشئة في هذه الحالة ، بالإضافة الى اختيار قيمة R_stabilizing مناسبة نضمن فيها أن التيار الناشئ من حدوث CT Saturation والذاهب الى الريليه لن يكون قادر على تشغيله.

قيمة التيار الإبتدائي المطلوب لتشغيل الريليه لحظة الأعطال الداخلية يجب أن يكون على الأقل 15% من أقل تيار عطل متوقع minimum fault current ، و يمكن حسابه من المعادلة التالية :

$$I_{op} = N \times (I_s + n \times I_e)$$

Iop: relay operating current

Pickup current وهي أقل قيمة

N: CT turns ratio

Is: قيمة تيار التي يعمل الريليه عندها

n: عدد محولات التيار المتصلة مع بعضها على التوازي

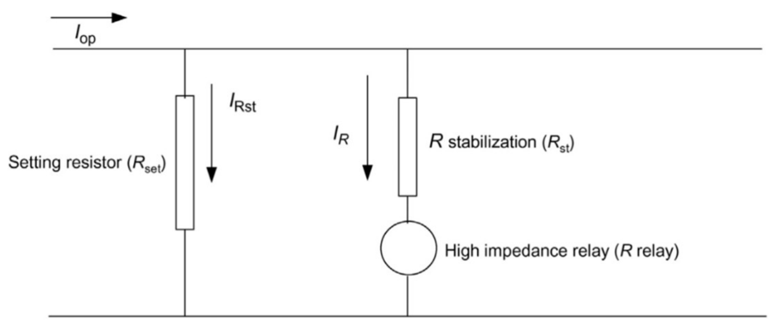
Ie “magnetizing current”:

تيار المغنطة الناشيء من محول التيار عند حدوث العطل

و لضمان أن لا يدخل محول التيار في حالة تشبع بينما الريليه لم يشعر بالعطل الدخلي أصلا ، فإنه يتم اختيار ال CT knee point voltage تكون قيمته تساوي أو أكبر من ضعف قيمة V_setting .

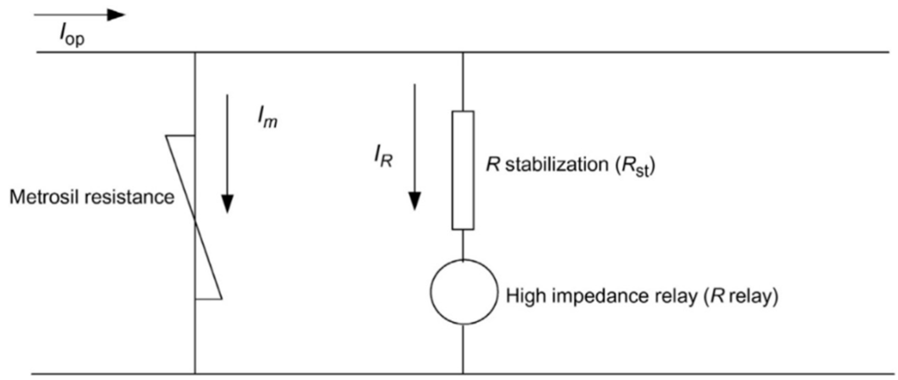
$$V_{CT\ knee\ point} \geq 2 \times V_{setting}$$

وفي بعض الأحيان يتم استخدام Fault Setting Resistor موصلة على التوازي مع relay circuit لزيادة fault current ، فتصبح قيمة تيار التشغيل هو مجموع التيار المار بال Setting Resistor بالإضافة الى التيار المار في Relay .



Where $I_{op} = I_R + I_{Rst}$

أما استخدام ال Nonlinear Resistance (Metrosils Resistance) فكما قلنا سابقا أنها تستخدم لتحديد قيمة الفولتية العالية الناشئة من high-impedance relay أثناء حدوث عطل داخلي ، فالمقاومة العالية سوف ينشأ عليها فولتية عالية كpeak voltage على الأسلاك والريليه قد تتجاوز حدود العازلية لهم .



و عادة ما يتم استخدام الMetrosil فقط في حال تجاوز قيمة V peak الظاهرة على أطراف الريليه في حال العطل الداخلي 3500 VPeak وفي بعض المراجع 3000VPeak وذلك يعود حسب نوع الريليه المستخدم و يمكن حساب هذه القيمة من المعادلة التالية ، و تذكر المراجع بأن هذه المعادلة تم استناجها من الخبرة العملية .

$$V_p = 2\sqrt{2 \times V_k(V_f - V_k)}$$

ويتم استخدام هذه المعادلة اذا كانت قيمة الCT Knee point voltage وهي V_k أقل من V_f/2 ، أما اذا كانت V_k أقل بكثير من V_f فنسخدم هذه المعادلة للتسهيل لإيجاد قيمة ال VPeak .

$$V_p = 2\sqrt{2 \times V_k \times V_f}$$

$$V_f = I_{f\,sec}\,(R_{CT} + 2R_L + R_{stab})$$

لاحظ من هذه المعادلة بأن ارتفاع قيمة مقاومة الCT والأسلاك سوف يزيد من قيمة Vf وبالتالي ارتفاع قيمة Vp وبالتالي يقترب من قيمة حدود انهيار العازلية لRelay coil.

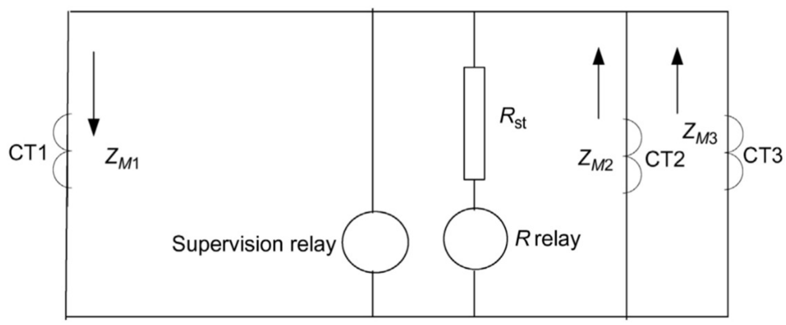
ويمكن التعبير عن metrosil-characteristic من خلال هذه المعادلة حيث β و C ثوابت تتغير حسب النوع المستخدم .

$$V_{\text{metrosil}} = (I_{\text{metrosil}})^{\beta} \times C$$

Varistor type	C	β	Applicable for relay setting VR
600A/S1/S256	450	0.25	up to 125 V
600A/S1/S1/1088	900	0.25	125-240 V

إذا فُتحت دائرة الCT بالخطأ اثناء الصيانة أو الاختبارات ، فإن هذا سوف يتسبب بنشوء unbalanced current يمر من خلال الRelay والmetrosil وال Shunt resistor و ال CT magnetizing impedance.

و هذا التيار سوف يسبب تشغيل خاطئ لل busbar protectionفي حالتي ال load أو through-fault conditions، وذلك حسب الsetting الموضوع بالطبع !! لذا عادة ما يستخدم Busbar Protection Supervision Relay يعمل بالجهد وعادة ما تكون قيمة الجهد حسب الFinal setting هو 5 أو 10 فولت فقط. اذا كان هناك unbalanced current يساوي 10% من أقل تيار حمل موجود على أحد الFeeders المتصلة على البسبار ، فإن ال supervision relay ينتظر ثلاث ثواني- نتجنب التشغيل الخاطئ اثناء حدوث الأعطال- ليقوم بعمل Short circuit على مجموع دوائر الCT أو ما يسمى بال buswires حتى لا يتدمر الريليه ومقاومة الإتزان من الفولتية الناشئة بسبب دائرة الCT المفتوحة ، بالإضافة أنه يرسل Alarm الى السكادا busbar protection is faulty ومن الأمثلة عليه (busbar supervision relay) MVTP 31 أو VTX31 .

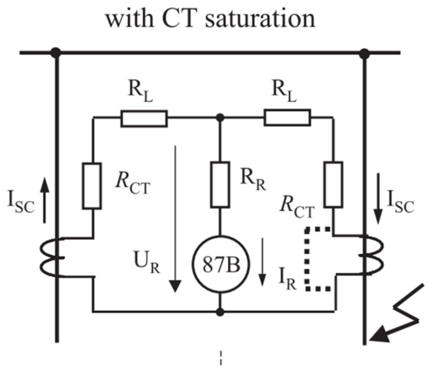


لاحظ بأنه إذا فتحت دائرة CT1 فإن I1 سوف يمر من خلال magnetizing impedance وهي ZM2 و ZM3 بالإضافة إلى relay total resistance وهي :

$$R_{Relay} + R_{stabilizing}$$

$$V_{supervision} = I_1 \times ((R_{Relay} + R_{stabilizing})//Z_{M2}//Z_{M3})$$

مثال : إذا كان قيمة تيار العطل الخارجي 10kA ، وكان الCT Ratio هو 400:1 و RCT=3.0 Ω ، و كانت مقاومة الأسلاك الكلية CT connection cable تساوي RL=2.0 Ω و كانت Magnetizing current الخاص بمحول التيار يساوي 30mA عند الجهد 150V و الRelay pickup current يساوي 20mA ولا يوجد Metrosil مستخدم ، فأوجد ما يلي :



1. ما هي قيمة الRelay voltage setting المطلوب ضبط الريليه عندها ؟
2. ما هي أقل minimum pick-up current يمكن استخدامها ؟
3. ما هي قيمة ال knee-point voltage المطلوبة لمحول التيار ؟

أولا نقوم بحساب قيمة الفولتية الظاهرة على أطراف الريليه لحظة العطل الخارجي ومن ثم نضرب القيمة ب20% كعامل أمان لإيجاد قيمة Relay pickup setting voltage .

$$\text{Relay voltage @}Fault = \left(\frac{I_{F\ pri}}{CTR}\right)(R_{CT} + R_L)$$

$$\text{Relay voltage @}Fault = \left(\frac{10,000}{400}\right)(3 + 2) = 125V$$

%20 security margin is included in the setting:

$$V_{setting} > 20\%\ V_{relay}$$

$$\text{Relay pickup setting voltage} = 1.2 \times 125V = 150V$$

الان نقوم بحساب قيمة تيار التشغيل المطلوبة minimum pick-up current

$$I_{op} = N \times (I_s + n \times I_e)$$

$$I_{op} = \frac{400}{1} \times (0.02 + 2 \times 0.03) = 32A$$

أما قيمة knee-point voltage المطلوبة للCT فهي

$$V_{CT\ knee\ point} \geq 2 \times V_{setting} \rightarrow V_{CT\ knee\ point} \geq 2 \times 150 = 300V$$

مثال : إذا كان قيمة تيار العطل الخارجي 10kA ، وكان الCT Ratio هو 1000:1 و قيمة الCT knee-point voltage تساوي 400V و الRelay voltage setting يساوي 150V و الRelay pickup current يساوي 20mA ، فهل مطلوب استخدام Metrosil أم لا ؟

$$V_f = I_{f\ sec}\ (R_{CT} + 2R_L + R_{stab}\ )$$

Relay internal resistance: R_R = 150 V/20 mA = 7500 Ω

وهنا يمكن لنا اهمال باقي قيم المقاومات لان قيمهم صغيرة جدا بالنسبة ل7500 Ω

$$V_f = I_{f\ sec}\ (R_R)$$

$$V_f = \frac{10{,}000}{(1000/1)}\ (7500) = 75{,}000\ V$$

بما أن قيمة $V_k = 400V$ أقل بكثير من $V_f = 75kV$ فنسخدم هذه المعادلة

$$V_p = 2\ \sqrt{2\ \times\ V_k \times\ V_f}$$

$$V_p = 2\ \sqrt{2\ \times\ 400 \times\ 75{,}000} = 15.5\ kV$$

بما أن قيمة V_{Peak} أكثر من 3000 فولت فيصبح استخدام ال Metrosil مطلوب بالتأكيد

مثال: في هذا الBB Hz-protection ما قيمة ال$V_{setting}$ و $R_{stabilizing}$ ؟

CT ratios for CT1, CT2, CT3, CT4, CT7, CT8, CT9, CT10 -1200/1

RCT =2.9 Ω

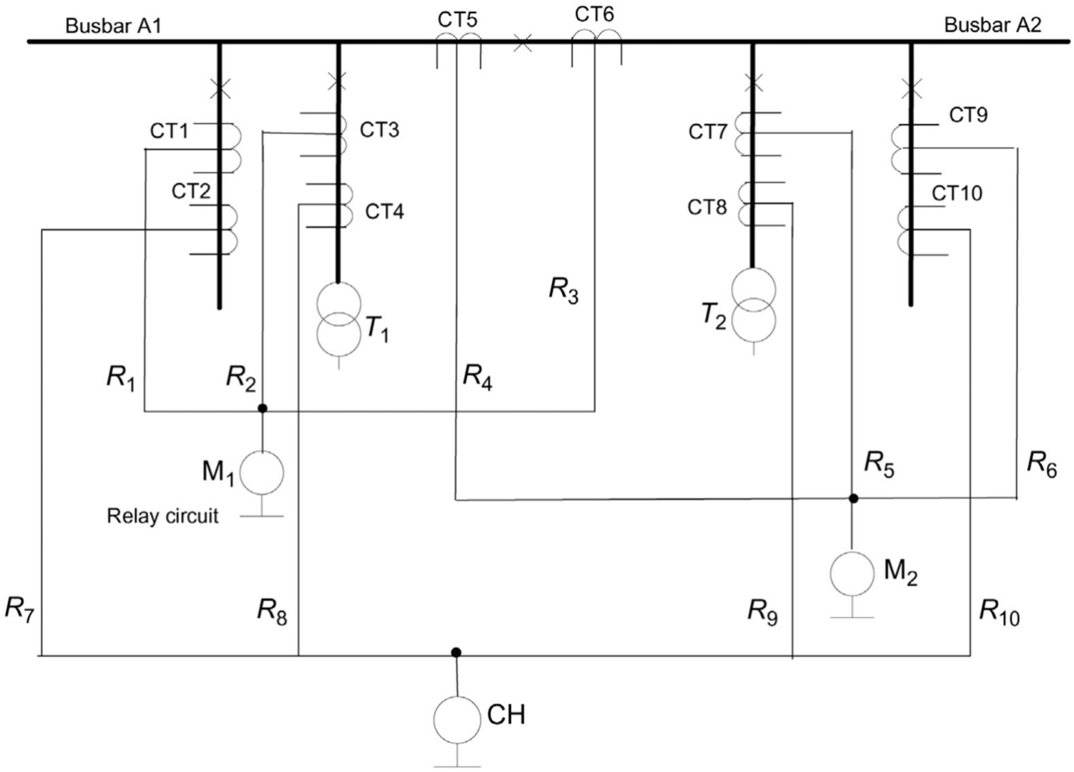
(Imag =40 mA at V =130), (V Imag =35 mA at V =125 V)

CT ratios for CT5, CT6-1500/1

RCT =3.1 Ω

Imag =45 mA at V =130 V

Lead resistances for R1 =0.3 Ω, R4 =0.32 Ω, R7 =0.33 Ω



Lead resistances for

R1 =0.3 Ω, R2=0.35 Ω, R3=0.4 Ω → M1 Relay loop

R4 =0.32 Ω, R5=0.36 Ω, R6=0.48 Ω → M2 Relay loop

R7 =0.33 Ω, R8=0.31 Ω, R9=0.33 Ω R10=0.39 → CH Relay loop

We use three relays as follows:

(M1) Discriminating main 1 relay to protect busbar section A1

(M2) Discriminating main 2 relay to protect busbar section A2

$$\text{Relay setting voltage} = I_{F\,sec} R_{Loop\,max} = \left(\frac{I_{F\,pri}}{CTR}\right) R_{Loop\,max}$$

ويتم اختيار مسار واحد فقط و ذو المقاومة الأعلى بغض النظر عن الCT، لأنه بالتأكيد سوف يتكون عليه أعلى جهد متوقع ، و يصبح وكأنه يغذي المسارات الأخرى التي على التوزاي معه ، وعادة ما يتم إيجاد مقاومة السلك من Cable data sheet .

$R_{loop\ max}$=maximum lead resistance

Assuming saturation in one CT

<u>M1 (main relay setting)</u>

$$R_{Lead\ 1} = 2 \times R_1 + R_{CT1} = 2 \times 0.30 + 2.9 = 3.5\Omega$$

$$R_{Lead\ 2} = 2 \times R_2 + R_{CT3} = 2 \times 0.35 + 2.9 = 3.6\Omega$$

$$R_{Lead\ 3} = 2 \times R_3 + R_{CT6} = 2 \times 0.40 + 3.1 = 3.9\Omega$$

$$R_{lead\ max} = R_{Lead\ 3} = 3.9\Omega$$

Maximum through fault current=40 kA

$$\text{Relay setting voltage} = V_s = \left(\frac{I_{F\ pri}}{CTR}\right) R_{Loop\ max}$$

$$= \frac{40\ \text{kA}}{1200} \times 3.9 = 130V$$

Then the knee point voltage of CT should be as follows:

$$V_{k\ min} = 2 \times V_s = 2 \times 130 = 260V$$

نختار قيمة فولتية أعلى من هذه القيمة ولتكن 300 فولت .

Choose V_k =300 V

Choose voltage supervision relay R_V as follows:

Range 25-175 V, $I_{RV} = 35mA$

Use a current relay with burden =3500 Ω, I =30 mA

Then the voltage across the current relay R_I is as follows:

$$3500 \times 0.03 = 105V$$

Then, the series stabilizing resistor is required to adjust the setting of the current relay R_I and is calculated as follows:

$$\text{Rs (setting Resistor)} = \frac{130 - 105}{0.03} = 833\Omega$$

$$\text{Rs (setting Resistor)} = \left(\frac{V_s}{I_s} - R_R\right) = \frac{130}{0.03} - 3500 = 833\Omega$$

ويتم اختبار أن المقاومة تم ضبطها بشكل صحيح من خلال قياسها بالملتيمتر أو من خلال تطبيق جهد قيمته 130 فولت على أطراف الريليه، وتعديل قيمة المقاومة حتى يصل التيار المسحوب إلى 30mA .

We need to check shunt resistance:

Assume the single-phase minimum fault =12 kA, and the three-phase=14 kA

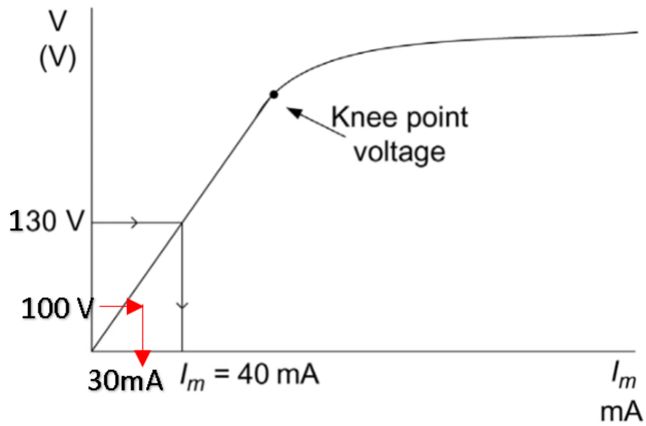
$$I_{set} = 0.15 \times I_{Fault\,min} = 1.8kA$$

$$I_{set} = 15\% \times 12kA = 1.8kA$$

$$I_{set\,secondary} = \frac{1800}{1200} = 1.5A$$

$$I_{RV} = 35mA\ ,\ I_{RI} = 30mA$$

By checking from the magnetization curve of CT, the magnetization current at VS =130 V



وإذا لم تكن قيمة ال magnetization current معطاه عند الفولتية المطلوبة ، فيمكن إيجادها من خلال عمل نسبة وتناسب مع القيمة المتوفرة على اعتبار أن العلاقة خطية ، يعني نقول إذا 130 فولت سوف يقابله 40mA ، فكم سوف يعطيني قيمة 100 فولت مثلا؟ بالنسبة والتناسب سوف يكون 30mA .

$$I_{total\ operating\ current} = I_{RV} + I_{RI} + I_{CT1\,mag} + I_{CT3\,mag} + I_{CT6\,mag} + I_{R\,shunt}$$

$$I_{total\ operating\ current} = 35mA + 30mA + 40mA + 40mA + 45mA + I_{R\,shunt}$$

$$I_{total\ operating\ current} = 190mA + I_{R\,shunt}$$

$$I_{R\,shunt} = I_{total\ operating\ current} - 190mA$$

$$I_{total\ operating\ current} = I_{set} = 1.5A = 1500mA$$

$$I_{R\,shunt} = 1500mA - 190mA = 1310mA$$

$$R_{\,shunt} = \frac{V_s}{I_{R\,shunt}} = \frac{130V}{1310/1000} = 99.23\Omega$$

ويتم اختبار أنه تم ضبط قيمة هذه المقاومة بشكل صحيح من خلال تطبيق جهد قيمته 130 فولت **على أطرف الCT وليس أطراف الريليه** ومن ثم تعديل قيمة المقاومة حتى يصل التيار المسحوب إلى 1500mA وهي قيمة total operating current .

إذا أردنا إضافة قيمة الMetrosil Current الى total operating current فيمكن حسابها من هذه المعادلة ، حيث نفترض أن الجهد المطبق هو Vs والذي قيمته 130 فولت ، بينما الثوابت ß و C فيعتمدوا على النوع المستخدم وأبعاده ونختار قيمة ß لتكون 0.25 ، بينما قيمة الثابت C لتكون 450 ، وذلك من الData sheet الذي سوف نضعه في المرفقات اعتمادا على قيمة الفولتية المتوقع أن تنشأ لحظة العطل .

$$I_{\text{rms}} = 0.52\left(\frac{\sqrt{2}\,V_s}{C}\right)^{\left(\frac{1}{\beta}\right)}$$

Use minimum C value and β of 0.25

ولكن عادة ما تكون قيمته صغيرة جدا ويمكن إهمالها ، وهي نفس المعادلة المستخدمة عند اختبار الMetrosil عن طريق تطبيق جهد AC ومقارنة التيار المقاس من خلال اميتر بقيم التيار الناتجة من هذه المعادلة ، هذا في حال اختباره بشكل تقليدي وليس من خلال الCPC100 كما ذكرنا سابقا .

Metrosil Type Single Pole(S1) Three Pole (S3/I)	Typical Relay Setting Voltages	Maximum Leakage Current Through the Metrosil at Relay Setting Voltage	Value of C Min/Max	Rated Maximum Current	Protection Voltage at the Peak of Rated Fault Current	Short Time Current Rating			Maximum Continuous Voltage Rating
						1 sec	2 sec	3 sec	
	Vrms	mArms	Vdc	Arms	Vpk	Arms			Vrms
256/R4/600A/S1 802/600A/S3/I	125	19	405/495	50	1435	45	30	22	200
	175	73							
	185	90							
1088/R2/600A/S1 1195/R1/600A/S3/I	300	30	810/990	50	2870	39	30	17	350
	325	50							
6315/R0/600A/S1 6324/R0/600A/S3/I	400	55	990/1210	50	3500*	46	26	19	425

Table 1 - Leakage Current, Protection Voltage and Short Time Currents for 1A Relay Metrosils with Maximum Internal Secondary Fault Current of 50Arms.
All properties quoted in this table are typical values and do not constitute a specification.

Choose Metrosil as follows:

$$V_{\mathrm{metrosil}} = (I_{\mathrm{metrosil}})^{\beta} \times C$$

where C is a constant depending on dimensions and β is a constant in the range 0.2 - 0.25.

Choose C =450 β=0.25

$I_{metrosil}$ =30 A as short Time Current Rating from metrosil data sheet table

$$V_{\mathrm{metrosil}} = (30)^{0.25} \times 450 = 1050V$$

Protection Voltage at the Peak of Rated Fault Current

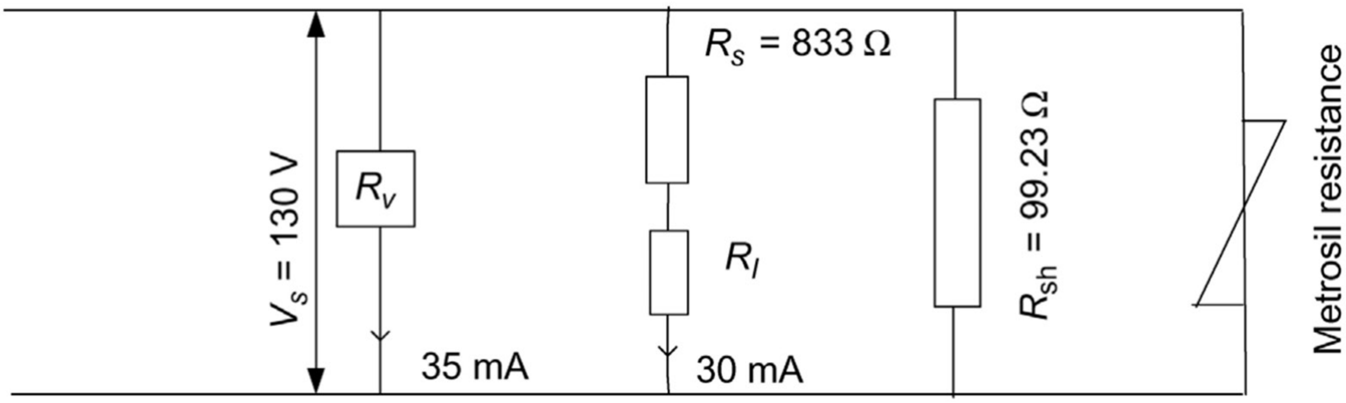
I_{metrosil} will be 30 A for 2 seconds.

Main 1 zone (discriminating zone)—M1

R_V V_{range} 25-175 V, IR_V =35 mA, V_{set} =130 V

R_I burden =3500 Ω, IR_V =30 mA, R_S =833 Ω

R_{shunt} =99.23 Ω, Metrosil C =450 β=0.25 I =30 A at 2 seconds.



أما بالنسبة لحسابات Main 2 zone فهي نفس Main 1 zone تقريبا ولا داع لإعادتها مرة أخرى ، لذا سوف نقوم بحساب ال Check zone (CH) .

Check zone relay calculation:

$R_{Lead\ 1} = 2 \times R_7 + R_{CT2} = 2 \times 0.33 + 2.9 = 3.56\Omega$

$R_{Lead\ 2} = 2 \times R_8 + R_{CT4} = 2 \times 0.31 + 2.9 = 3.52\Omega$

$R_{Lead\ 3} = 2 \times R_9 + R_{CT8} = 2 \times 0.33 + 2.9 = 3.56\Omega$

$R_{Lead\ 4} = 2 \times R_{10} + R_{CT10} = 2 \times 0.39 + 2.9 = 3.68\Omega$

$R_{lead\ max} = R_{Lead\ 4} = 3.68\Omega$

Maximum through fault current=40 kA

$$\text{Relay setting voltage} = V_s = \frac{I_F}{CTR} \times R_{Loop\ max}$$

$$= \frac{40\text{ kA}}{1200} \times 3.68 = 122.66V$$

Set $V_s = 125V$

Then the knee point voltage of CT should be as follows:

$$V_{k\ min} = 2 \times V_s = 2 \times 125 = 250V$$

Choose V_k =300 V

Choose voltage relay RV as follows:

Range 25-175 V, $I_{RV} = 35mA$

Use a current relay with burden =3500 Ω, I =30 mA

Then the voltage across the current relay R_I is as follows:

$3500 \times 0.03 = 105V$

Then, the series resistor is required to adjust the setting of the current relay R_I and is calculated as follows:

$$\text{Rs (setting Resistor)} = \frac{125 - 105}{0.03} = 666\Omega$$

We need to check shunt resistance:

$I_{set} = 0.15 \times I_{Fault\ min} = 1.8kA$

$I_{set} = 0.15 \times 12 = 1.8kA$

$I_{set\ secondary} = \frac{1800}{1200} = 1.5A$

$I_{op} = I_{RV} + I_{RI} + I_{CT2\ mag} + I_{CT4\ mag} + I_{CT8\ mag} + I_{CT10\ mag} + I_{R\ shunt}$

$I_{RV} = 35mA$

$I_{RI} = 30mA$

$I_{mag} = 35mA$ For CT2, CT4, CT8, CT10 from V-Imag. The curve of CT at $V_s = 125V$

$I_{op} = (35 + 30 + 35 + 35 + 35 + 35)\text{mA} + I_{R\ shunt}$

$I_{op} = 205mA + I_{R\ shunt} = 1500mA$

$I_{R\ shunt} = 1500mA - 205mA = 1295mA$

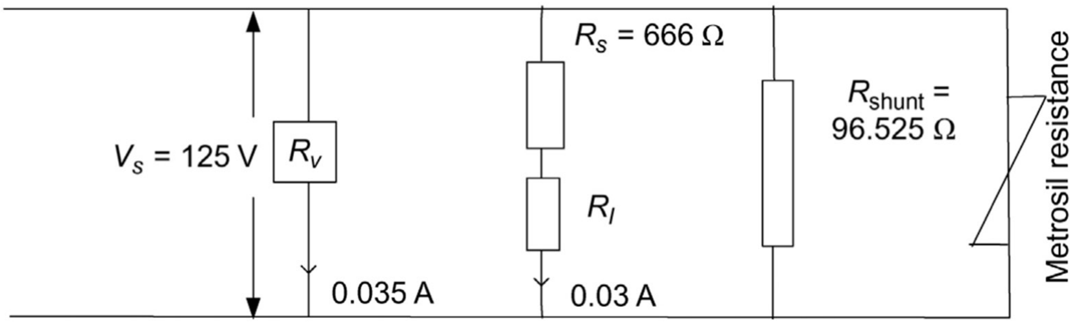
$R_{shunt} = \frac{V_s}{I_{R\ shunt}} = \frac{125\text{V}}{1295/1000} = 96.525\Omega$

Choose Metrosil as follows: $V_{\text{metrosil}} = (I_{\text{metrosil}})^{\beta} \times C$

Choose C =450 β=0.25 I =30 A

$V_{\text{metrosil}} = (30)^{\mathbf{0.25}} \times 450 = 1050V$

I_{metrosil} will be 30 A for 2 seconds.



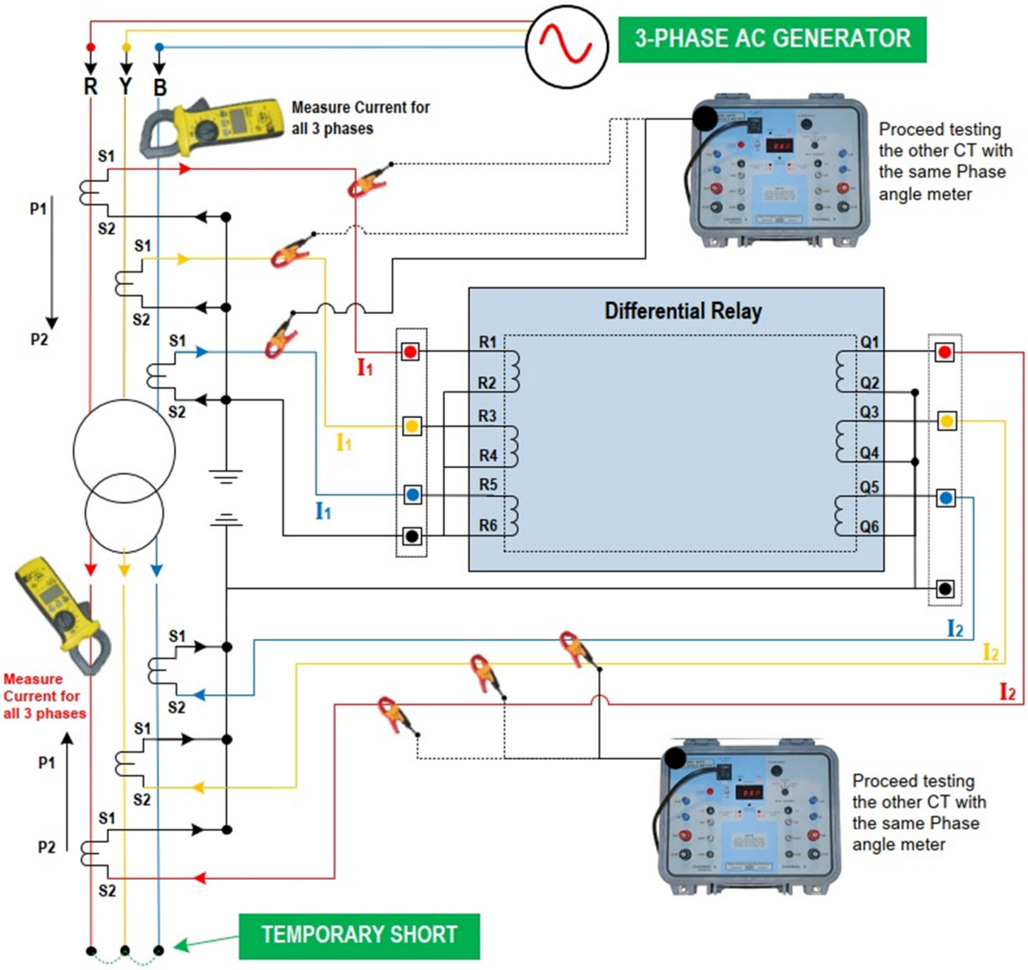
وعادة ما يتم عمل أغلب حسابات الsetting المطلوبة من خلال اكسل شيت سواء للخطوط أو المحولات أو البسبار .

CT sec resistance Rct in Ohm (Annex-)	=	8.00
Lead resistance 2Rl in Ohm	=	1.490
Exciting current of the CT in A Ie	=	0.0200
CT Knee point voltage in V Vk	=	1400.00
No. of CTs connected to the protection n	=	9.00
C	=	900.00
ß	=	0.25
Voltage developed during fault across the relay Vs in Volts	=	1.4 x IF x (Rct + 2Rl)
	=	1.4 x 2.13 x (8 + 1.49)
	=	28.30
Stabilizing resistor value in Ohms Rstab	=	Vs/I>
	=	282.99
Setting of the Stabalizing resistor shall be adjusted to 283 Ohms.		
Checking of the actual primary operating current:		
Exciting current of the CT @ Vs in A Ies	=	(Vs/Vk) x Ie
	=	0.00040
Metrosil current Im	=	0.52((√2xVs)/C)^(1/ß)
	=	0.0000020
Minimum Op. current required on primary Iop	=	CT Ratio (I> + nIes + Im)
	=	2000 x (0.092 + 9 x 0.0004 + 0.00000203)
	=	191.20
High Impedance 87CC(64) Prot. CT wire Supervision Relay (95CC - MVTP31)		
Protection Code	=	95CC
Relay Type	=	MVTP31
CTR - Primary	=	2000 A
CTR - Secondary	=	1.00 A
Transformer inrush current (HV)	=	3390.00 A
Max. inrush current of 125%	=	4237.50 A
The threshold must be set higher than the normal unbalance current due to CT error. As the CT class is TPS, each CT error at rated current is assumed 1%, it is recommended to set the value higher than 1% of maximum load current seen by the CTs		
Pickup current in A	=	1% of max.inrush current
	=	0.01 x 4237
	=	42
Equivalent secondary current in A	=	0.02
Voltage developed across the relay	=	0.02 x R stablizing
	=	0.02 x 294
	=	6.0
This unbalance current should not activate the MVTP31 buswire supervision relay.Also voltage setting is set higher than voltage developed across the relay by this unbalance current.		
Recommended setting voltage	=	10.00
NOTE : In order to validate the setting, the voltage with load should be measured during the initial operation load (voltage measured being proportional to the load).		

Diff Prot Stability and Sensitivity Test

ناقشنا سابقا BB Differential Protection scheme بشقيه الHigh Impedance و ال Low Impedance ، في هذه الجزئية سوف نبدأ بموضوع مهم جدا في الحماية التفاضلية وهو موضوع اختبارات الاستقرارية والحساسية لأجهزة الوقاية التفاضلية .

فكونوا معنا ..



معروف أن المعدات والأجهزة الكهربائية بشكل عام تمر بأربع مراحل أساسية في الاختبارات قبل وبعد دخولها الى الخدمة وهي :

1. Type tests
2. Routine factory production tests
3. Commissioning tests
4. Periodic maintenance tests

والType tests مطلوبة لإثبات أن الRelay يفي بالمواصفات المنشورة في المانيوال الخاص فيه بالإضافة أنه يتوافق مع جميع المعايير العالمية المتعلقة به. والتأكد من أن الريليه تعمل بشكل صحيح حتى في ظل ظروف تشغيلة غير طبيعية حسب IEC 60255 and IEEE C37.90 .

وال Routine Factory Production Tests مطلوبة لإثبات أن الRelays خالية من أي عيوب مصنعية. و يتم إجراء الاختبار في عدة مراحل أثناء التصنيع ، لضمان اكتشاف المشكلات قبل خروجها من المصنع.

وال Commissioning Tests مطلوبة لإثبات أنه تم تثبيت نظام الحماية بشكل صحيح قبل التشغيل الأولي. وتبدأ بعد تركيب المعدات بشكل صحيح حيث يتم فيها فحص جميع جوانب المخطط بدقة ، وفحص ربط الأسلاك داخل اللوحة الواحدة والأسلاك الوصلة بين اللوحات وهذا ما يسمى بPrecommissioning ومن ثم فحص كل معدة بشكل فردي و من ثم اجراء اختبار كل المعدات معا و بشكل كامل و كأنها منظومة واحدة وهذا ما يسمى ب Commissioning.

أما Periodic maintenance tests فهي مطلوبة لتحديد المشاكل الناتجة من تقادم المعدات في الخدمة ، بحيث يمكن اتخاذ الإجراءات التصحيحية قبل حدوث المشكلة . حيث معروف أن الRelays لا تعمل إلا عند حدوث الأعطال ، وبالتالي يمكن أن يكون الRelay فيه مشكلة لفترة طويلة ولا يمكن كشف ذلك عند لحظة العطل ، وبالتالي يساعد الاختبار الدوري المنتظم في اكتشاف المشاكل قبل حدوث الأعطال .

عادة ما تنقسم اختبارت أي معدة في المحطة إلى ثلاث أقسام ، وهو اختبار المعدة نفسها وعمل الsecondary test لها ومن ثم في النهاية عمل Primary test ، وعادة ما يكون ال Secondary Tests قبل Primary Tests.

يعني إذا أردت اختبار الCT ، أولا بختبر الCT نفسه وله عدة اختبارات ومن ثم بختبر ال CT secondary injection test وفي النهاية اختبار الCT primary injection test

وكذلك الحال عند اختبار الDiff protection relay فإننا نقوم باختبار الريليه نفسه أنه يعمل بشكل صحيح حسب المخطط ومن ثم نختبر الSecondary stability & sensitivity test وفي النهاية نختبر الPrimary stability & sensitivity test .

ما يقرب من 30 ٪ من التشغيلات الخاطئة (maloperations) من أنظمة الحماية في النظام الكهربائي , ناتجة عن أخطاء (settings) ، وأخطاء (Configuration) وتصميم (design).

ولكن لا يمكن الرهان على مثل هذه الأخطاء القاتلة , ولا مجال للخطا أبدا في شبكة كهرباء وطنية.وبالتالي يجب أن نقوم بعمل اختبارات و محاكاة تحاكي الواقع بقدر ما نستطيع حتى نتجاوز معظم هذه الأخطاء والتأكد من عدم وجودها قبل عمليات التشغيل(-Ener gized) الحقيقة .

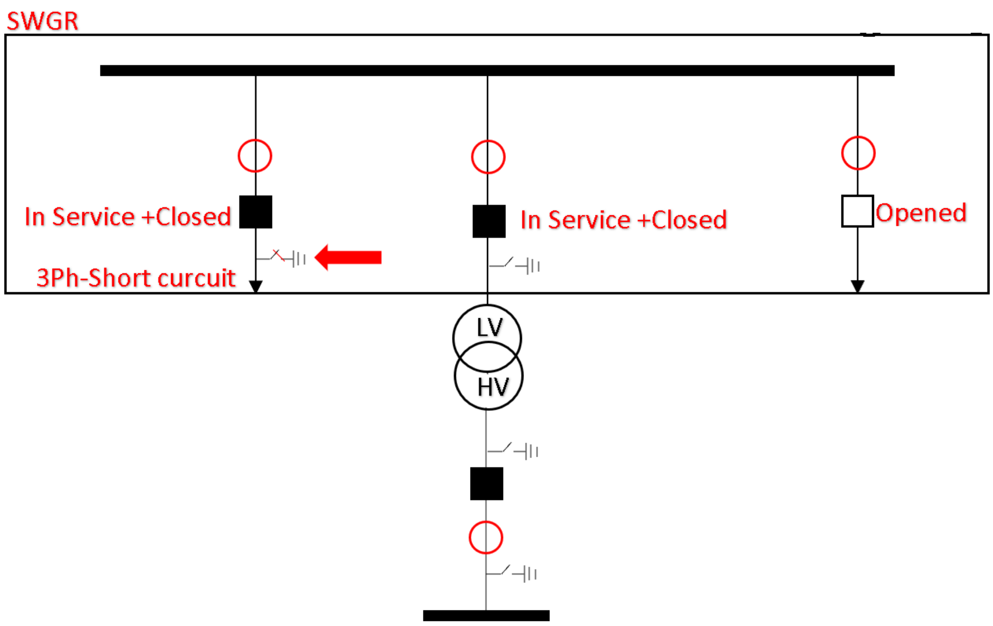
اختبار ال stability testو الذي يسمى أيضا اختبار الاستقرارية أو اختبار الاتزان يتم عمله مع جميع الUnit protection أو الحمايات التي تعتمد على مبدأ مقارنة قيم بين طرفين مثل الDiff protection أو REF protection والهدف منه هو التأكد من سلامة التوصيلات والبرمجة للRelay قبل دخول المعدة الى الخدمة لأول مرة ويتم عمله للمحولات و البسبار و الخطوط التي يركب عليها حماية تفاضلية.

يقوم ال stability testبعمل محاكاة لعطل خارجي ، ومن ثم التأكد بأن الحماية التفاضلية بقيت مستقرة أي أن قيمة الDiff current بقيت صفر ، أما بال sensitivity test أي اختبار الحساسية فإننا نقوم بعمل محاكاة لعطل داخلي والتأكد من أن قيمة الDiff current ارتفعت واذا كانت هذه القيمة أعلى من قيمة الDiff setting فيجب حينها أن يصدر الريليه Tripping signal.يعني الاختبار باختصار نريد التأكد أن الريليه لا يعمل على الأعطال الخارجية ويعمل على الأعطال الداخلية فقط .

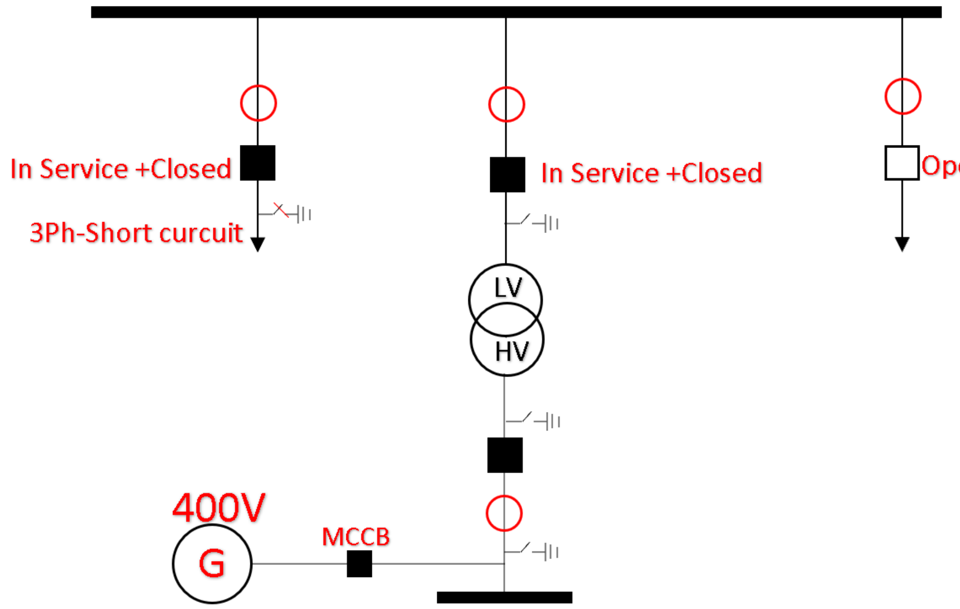
كيف نقوم باختبار ال Primary stability & sensitivity testال للمحولات ؟

1. نقوم بعمل حسابات قيم الDiff و Bias current المتوقعة من المعادلات المستخرجة من المانيوال الخاص بالريليه المستخدم عند الNormal tap position .

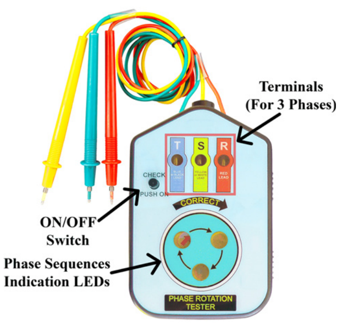
2. نقوم بعمل 3-phase short على TR LV winding خارج حدود حماية المحول أي بعد الCT الخاص بالحماية التفاضلية لمحاكاة عطل خارجي ، واذا كان الCT موجود في ال SWGR ، فنقوم بإغلاق الIncomer CB و وضعه Rack-in ومن ثم إغلاق Outgoing feeder CB بجانبة ووضعه Rack-in أيضا ومن ثم عمل Bypass على الانترلوك بشكل مؤقت لإغلاق ES للOutgoing feeder ، لأنه بالتأكيد الانترلوك سوف يمنع إغلاق الES والCB في حالة Rack-in .

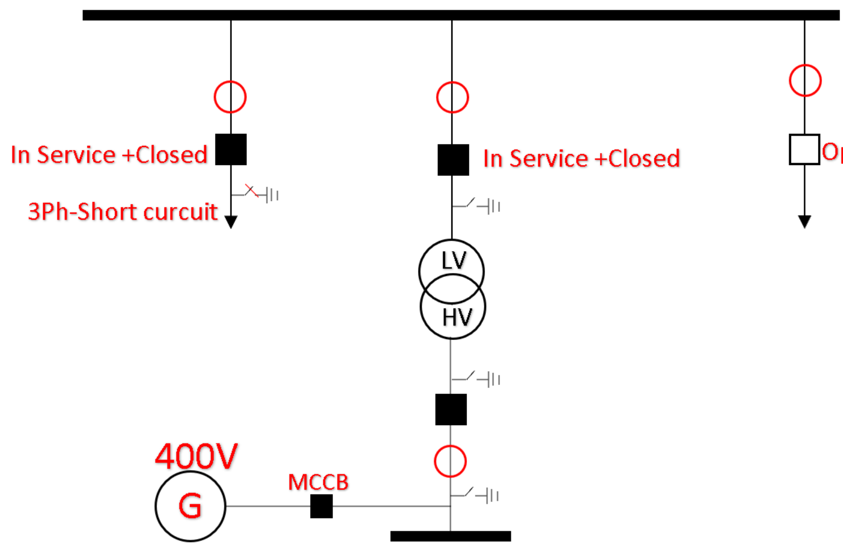


3. نقوم بتطبيق جهد 3ph على TR HV winding قبل الCT الخاص بالحماية التفاضلية هذا الجهد قيمته 400 أو 380 فولت و نحصل عليه من مولد خارجي أو يمكن سحب كيبل من LVAC أو ACDB من خلال MCCB. وفي حال اردت الاختبار باستخدام المولد فإنه يجب من خلال الحسابات في النقطة الأولى معرفة التيار المتوقع واختيار مولد لديه القدرة المناسبة لإعطاء هذا التيار دون ارتفاع في درجة حرارته.

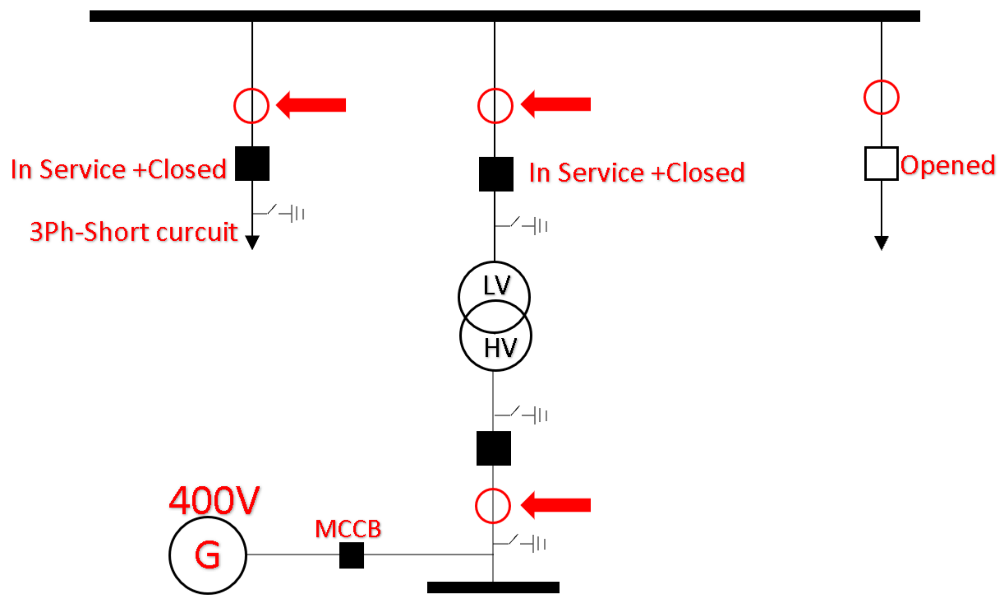


4. نقوم بالتأكيد من Phase sequence rotation باستخدام جهاز Phase rotation in-dicator على الـ3Ph-MCCB قبل عمل ON حتى نتأكد أنه لم عكس الأسلاك عند توصيلها ، فكما هو معلوم أن Phase sequence rotation له أثر كبير على TR Vector group، فنقوم بتوصيل الR وY و B بالترتيب والتأكد أن الدوران الصحيح هو عكس عقارب الساعة .





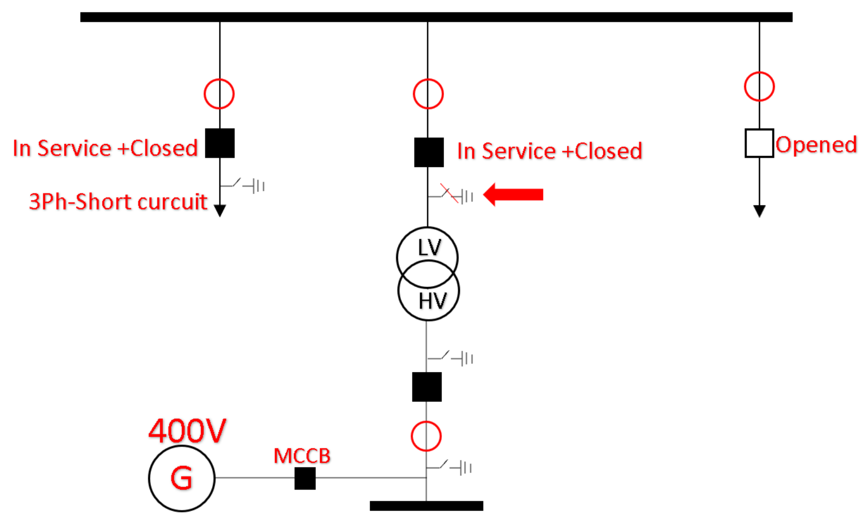
5. التأكد من عدم وجود أي CT core غير مستخدم أو مفتوح في مسار التيار الذي يراد إنشاءه ، ومن ثم عمل Short على CT secondary الخاص به قبل البدء بالاختبار .



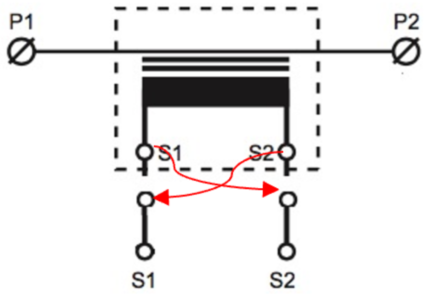
6. الآن نقوم بعمل ON ومن ثم قراءة قيم التيارات من خلال clamb meter على طرفي المحول وتسجيلها ومقارنتها بالقيم الظاهرة على الريليه .

7. قراءة قيم الDiff و Bias current الظاهرة على الريليه والتأكد من أن قيمة الDiff current صفر في هذه حالة العطل خارجي .

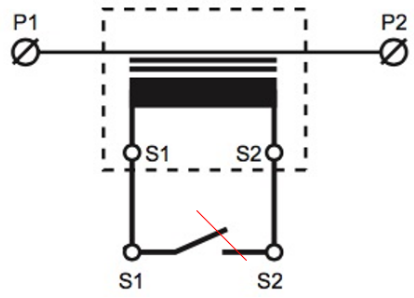
8. ومن ثم نقوم بعمل Short على TR LV winding داخل حدود حماية المحول أي قبل الCT الخاص بالحماية التفاضلية لمحاكاة عطل داخلي من خلال إغلاق الES الموجود داخل الDiff zone .



9. في بعض المواقع لا يتم عمل short ، وإنما يكتفى بعمل swapping على CT secondary circuit بين s1 و s2 وذلك بعد فتح اللينك الخاص بكل CT terminal block أو ممكن عمل short على أطراف أحد الCT's من خلال إدخال test switch في الTR Protection panel .



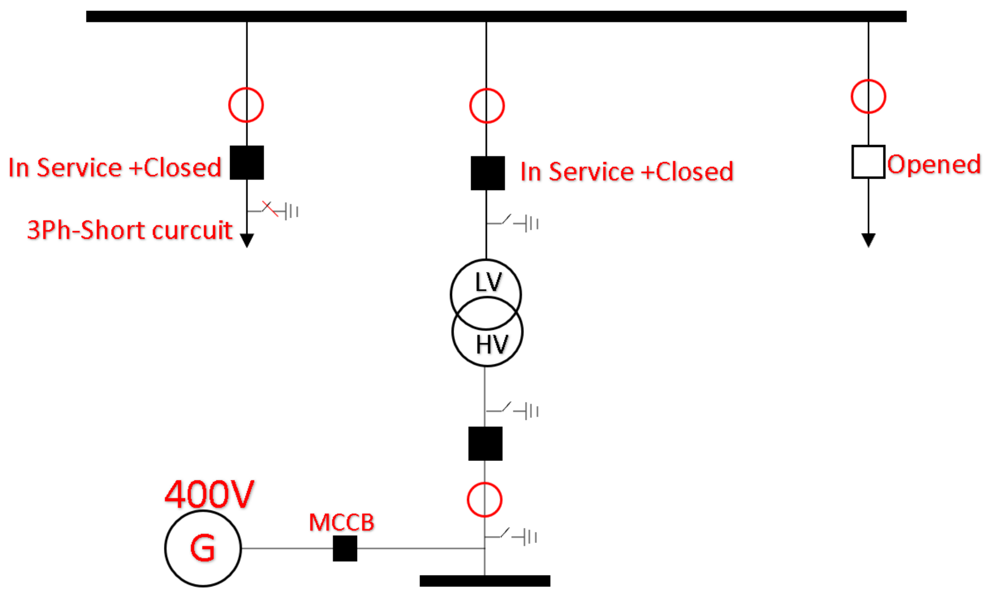
CT swapping

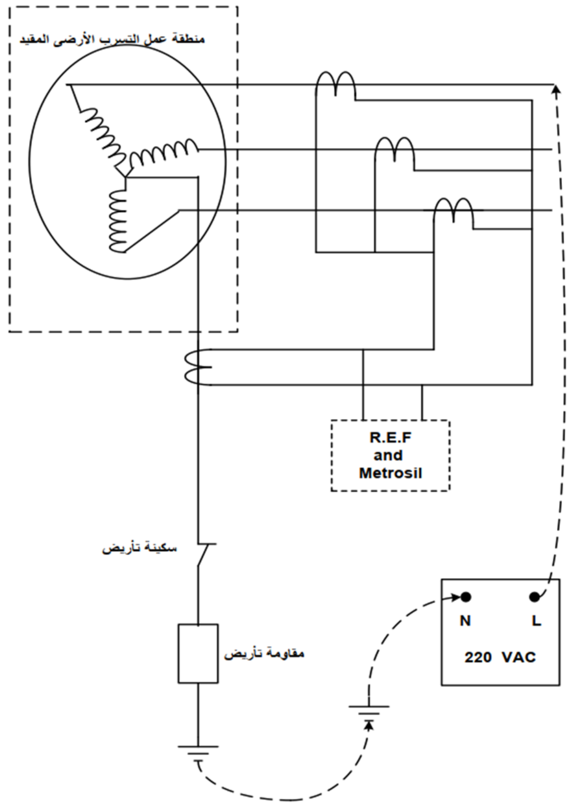


CT short

10. ومن ثم نقوم بقراءة قيم الDiff و Bias current الظاهرة على الريليه والتأكد من أن قيمة الDiff current قد ارتفعت في هذه حالة العطل الداخلي ، ومقارنة هذه القيم الظاهرة على الريليه بالقيم الناتجة من الحسابات المتوقعة والتي تم إجرائها في أول نقطة .

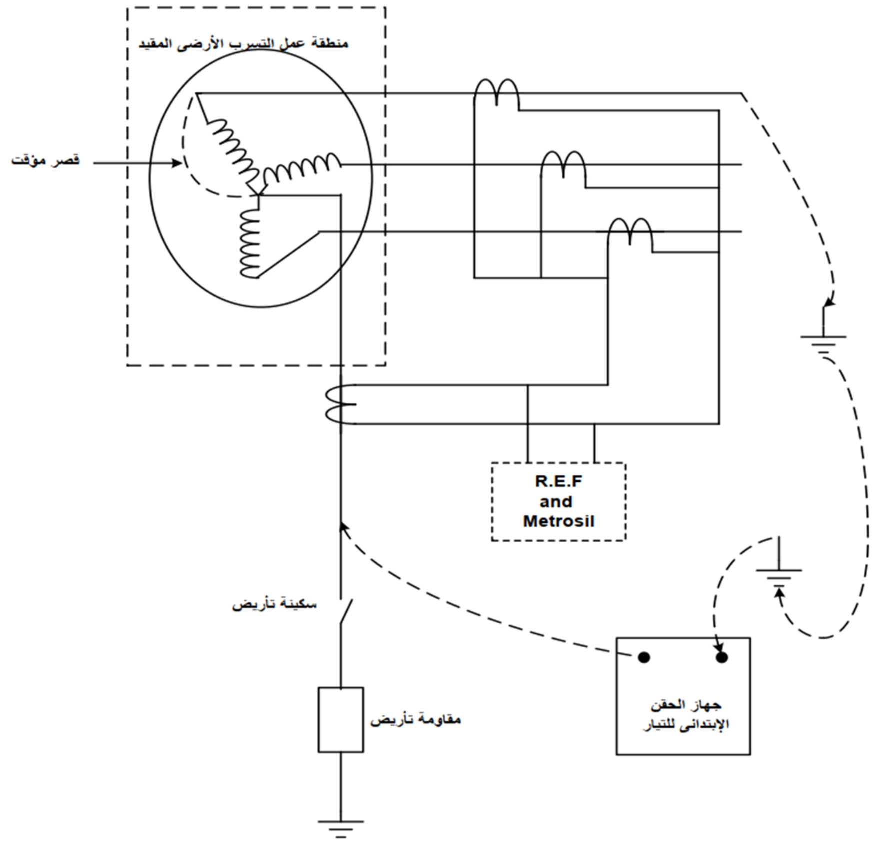
11. الآن نقوم بعمل نقوم بعمل Short على TR LV winding خارج حدود حماية المحول أي بعد الCT الخاص بالحماية التفاضلية لمحاكاة عطل خارجي مرة أخرى ، والهدف منه التأكد أنه تم إزالة أي تعديلات أو تغيرات تم عملها أثناء الاختبار ، حيث يجب أن يبدأ الاختبار بال stability test ومن ثم ال sensitivity test ويجب أن ينتهي بالstability test مرة أخرى ، ولا داع هنا لتسجيل القراءات.





12. وبعد الانتهاء من اختبار الDiff protection stability فإننا نقوم بعدها باختبار الREF Protection بإحدى ثلاث طرق :

1. إما عمل عطل أرضي خارجي من خلال عمل Short على فاز واحد فقط مع الأرض جهة TR LV winding خارج حدود حماية المحول أي بعد الCT الخاص بحماية REF وإبقاء توصيل المولد على 3ph source كما هو .
2. أو من خلال تطبيق جهد 1-Ph من المولد فقط وإبقاء short على 3phase كما هو .
3. أو يمكن عمل حقن من 1-ph primary current injection kit بحيث تحقن خلال كلا الCT's -الPhase CT والNeutral CT- وعمل Bypassعلى Bushing المحول نفسه وبالطبع هذا يصلح فقط في حال كان الCT المستخدم في الحمايات هي External CT's وليس Bushing CT's ، لانه لو كانت Bushing CT's كيف تستطيع عمل Bypass!!



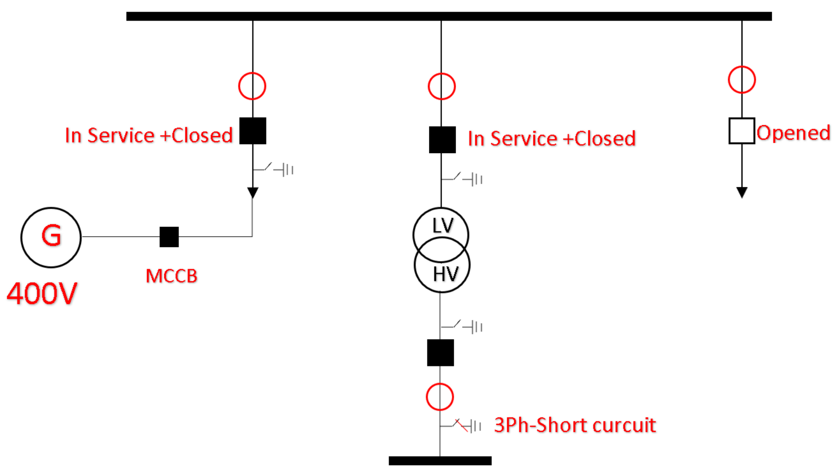
13. لا تنس عمل Bypass على NGR -إن وجد -حتى تسمح بمرور تيار العطل الأرضي من خلاله -إذا كان الكيبل الراجع إلى الجهاز متصل من بعده- ، وإلا أعطى الدائرة وكأنها مفتوحة والتيار صفر !!

14. يجب إعادة الاختبار للفازين الآخرين للتأكد من سلامة دوائر القياس بالنسبة لجميع الفازات

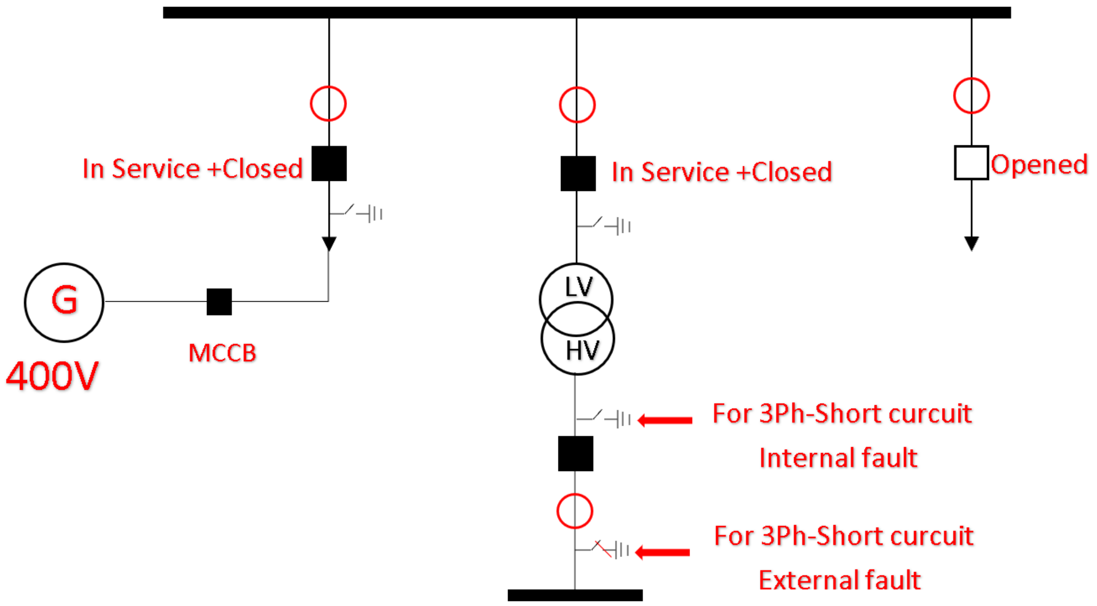
15. وفي النهاية نقوم بتكرار كل ما سبق عند الMin tap position ومن ثم عند الMax tap position ، يعني نعمل الاختبار نفسه ثلاث مرات فإذا كان المحول له 21tap فنعمل الاختبار عند الNormal tap وهو 11 ومرة عند Min tap وهو 1 ومرة عند ال Max tap وهو 21 ، مع العلم أنه يجب إعادة الحسابات كاملة عند كل tap لأنه له % Impedance voltage مختلف .

16. خلاصة ما سبق نقوم باختبار الDiff protection من خلال عمل 3phase fault مرة IN ومرة OUT, وننهي بIN، ومن ثم اختبار الREF Protection من خلال عمل 1Phase fault مرة IN مرة OUT وننهي بIN .

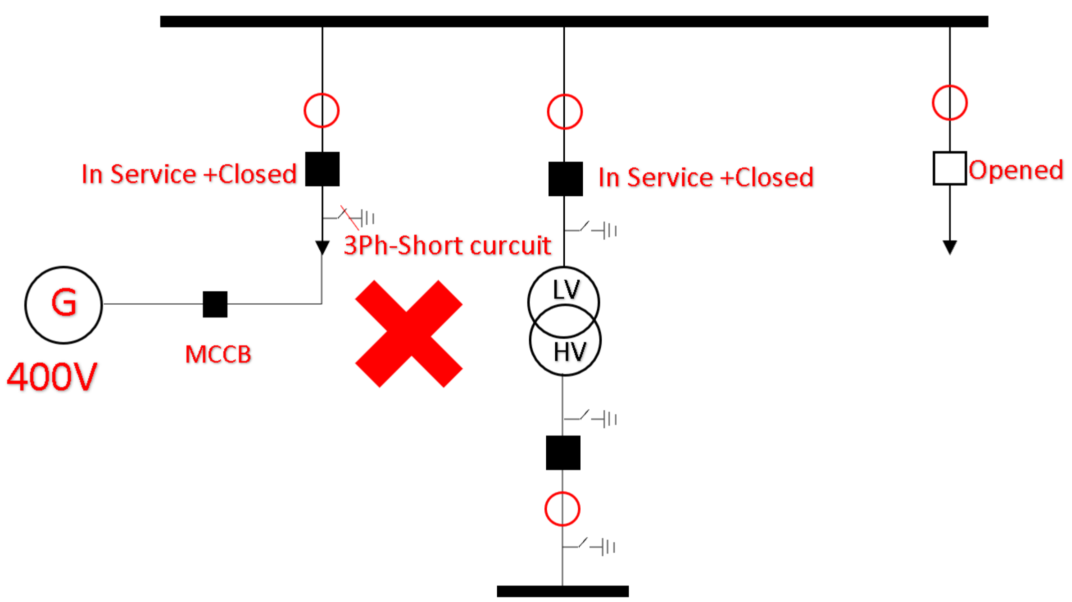
17. يمكن تطبيق جهد على الHV وعمل عطل جهة الLV ، أو تطبيق جهد على LV وعمل عطل على الHV؟ اذا كان التيار الناتج من تطبيق جهد على الHV قليل جدا ، فيمكن تطبيق جهد على LV حتى تعطيني Diff current أعلى لحظة العطل حتى اختبر الTripping signal ضمن هذا الاختبار .



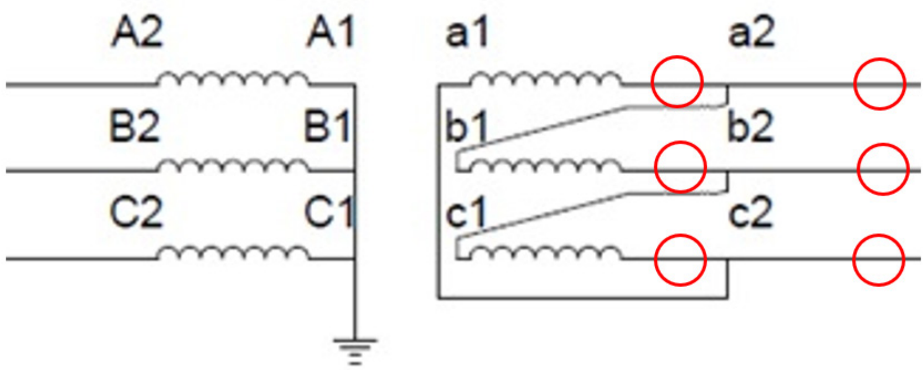
18. إذا اردت عمل تطبيق جهد من جهة الLV وعمل Short جهة الHV ، فإننا نقوم بالحقن من خلال SWGR Outgoing مغلق وفي الخدمة وبجانبه Incomer مغلق وفي الخدمة أيضا ويمكننا استخدام كلا الHV ES's الموجود قبل وبعد الCT لعمل محاكاة لعطل داخلي وعطل خارجي .



19. ويجب التحذير من عمل Short في نفس الجهة التي يتم تطبيق الجهد عليها على أساس أنه عطل داخلي او خارجي!!، لأن هذا سوف ينشئ تيار عطل عالي سوف يفصل المولد أو اللوحة على أثره ،بالإضافة أنه قد لا تتحمل الأسلاك هذا التيار ، لذا فإننا نقوم بعمل Short في الجهة الأخرى دائما ، وذلك لأن ممانعة المحول تقلل بشكل كبير من تيار العطل .



20. من ضمن المشاكل التي وجدناها أثناء الاختبار هو أن الحسابات تم عملها على أساس أن الCT مركب على الLine ، ولكننا وجدنا أن الCT مركب على Phase داخل الدلتا مما جعل الحسابات المتوقعة خاطئة لأن Line current اصبح في هذه الحالة جذر3 مضروبا في قيمة Phase current!!



21. إذا أثناء الاختبار أصدر الريليه إشارة فصل على العطل الخارجي ولكنه بقي مستقر على العطل الداخلي يعني بيتشغل بعكس المطلوب منه، فهذا يعني أنه يجب تعديل ال CT secondary Polarity إما كHardwires أو من خلال الSoftware فقط .

22. إذا أثناء الاختبار لم يصدر الريليه إشارة فصل لا على العطل الداخلي ولا العطل الخارجي ، فتأكد أنه يوجد تيار على Primary من الأساس أولا ومن ثم تأكد أن الريليه يقرأ تيار ، فإذا كان يقرأ تيار بشكل صحيح ، فتأكد من أن الDiff Function مفعلة ، فإذا كانت مفعلة تأكد من أن قيمة الcurrent ،Diff أعلى من الSetting حتى يصدر الريليه إشارة فصل ، واذا كانت الحماية المستخدمة من نوع High impedance فتأكد من أن مقاومة الإتزان غير محترقة ، لذا فإنه ينصح خلال حقن تيار بعمل Jumper على هذه المقاومة ، بحيث يسهل إزالته عندما يتم أخذ القراءات ، ويجب التنبيه أن التيار يجب أن لا يتجاوز قيمة الResistor power capacity .

23. إذا أثناء الاختبار أصدر الريليه إشارة فصل على العطل الخارجي و إشارة فصل على العطل الداخلي أيضا ، فتأكد أولا أن الريليه تم فحصه بشكل صحيح والتأكد من عمل Secondary stability ، فإذا كان الأمور سليمة ، فتأكد من الريليه أن سبب الفصل هو عمل الحماية التفاضلية وليس حمايات أخرى مفعلة .

ماذا يعني عندما نقول أن الpercentage impedance voltage لمحول 60MVA 132/13.8kV تساوي 25.137%؟

قيمة الX% لأي محول لها عدة استخدامات منها :

1. تمثل قيمة الVoltage drop كنسبة مئوية

بمعنى أنه عند الFull load ستكون قيمة الVoltage drop خلال الImpedance الداخلية للمحول هي 25.137% ، فمثلا في محول 132/13.8kV فإن الVoltage drop تساوي :

$$\text{Voltage drop} = \frac{25.137}{100} \times 132kV = 33.17kV\ @\ full\ load$$

وهذا يعني أن الجهد على أطراف الsecondary سينخفض بنسبة 25.137% عند التحميل الكامل يعني عند مرور تيار الFull load وسوف يكون :

$$132kV - 33.17kV = 98.82kV$$

وهذا يعني أنه يمكنك حساب الVoltage drop مباشرة بدون قياس باستخدام هذه النسبة، وهذا مع اهمال قيمة R للملفات وهذا شيء مقبول عمليا حيث أن R<<X ، أما إذا كانت R غير مهملة فإننا نستخدم Z% بدلا من X% .

2. حساب قيمة الShort circuit current

فمن المعلوم أنه كلما زادت قيمة Z% للمحول كلما قلت قيمة الShort circuit capacity الناشئة في الجانب الأخر ، وقيمة الshort circuit current يمكن ايجادها بسهولة من خلال قسمة الRated current على Z%

فاذا كان الHV rated current لمحول يساوي 262A و الLV rated current يساوي 2510 أمبير فإن قيمة :

$$\text{HV fault current} = \frac{262A}{(25.137/100)} = 1.042kA$$

$$\text{LV fault current} = \frac{2510A}{(25.137/100)} = 9.985kA$$

3. تساعدنا في حسابات الShort circuit test او Stability test

حيث قيمة ال Z%تعني قيمة الجهد المطلوب تطبيقه على HV أو LV للمحول لإمرار Rated current في كلا الملفين عندما يتم وضع short على الملف الآخر .

فلو أردنا عمل Short جهة الTR HV فإننا نطبق جهد مقداره 3.468kV جهة ال13.8kV .

$$\text{Impedance Voltage} = \frac{25.137}{100} \times 13.8kV = 3.468kV$$

حتى ينشأ لدينا HV rated current للمحول يساوي 262A و LV rated current يساوي 2510A ، ونستفيد من هذه القيمة معرفة قيمة التيار المتوقع ظهوره عند تطبيق جهد مقداره 400 فولت من مبدأ النسبة والتناسب .

إذا كان المحول له two Srated ، فإنه يمكن اختيار أي MVA بينهم عند اجراء الحسابات يعني ممكن أن يعمل المحول على Min power كال 50MVA أو Max power كال 67MVA ولكن لا تنسى استخدام الZ% حسب القدرة المختارة .

إذا كانت Z% للمحول 24.03% عند القدرة 50MVA ، فكم قيمة الZ% عند ال 67MVA؟

$$Z\% \ @67MVA = 24.03\% \times \frac{67MVA}{50MVA} = 32.43\%$$

مثال عملي على اختبار Stability and Sensitivity لمحول 60MVA ويحول من 132kV الى 33kV والImp=7.88% ومحول التيار المركب جهة الHV هو 400:1 ومحول التيار جهة الLV هو 2000:1

Calculation for YNd11 Transformer Stability and Sensitivity (Tap No. 11).
Transformer Details:

Tap: 11 Normal, MVA= 60MVA, HV=132 KV, MV=33kV, %Imp=7.88

HV CT Ratio=400/1

MV CT Ratio=2000/1

Calculation of Secondary Current:

Current In HV:	Current In MV:
Tap: 11(Normal) I= 60x10^6/(1.732x132x10^3) Full Load Current = 262.43 A	Tap: 11(Normal) I= 60x10^6/(1.732x33x10^3) Full Load Current = 1049.72 A

1- Short Circuit Current:
Applied 3 Phase Voltage from Generator or ACDB (400 V L-L) In HV Side Before Diff. CT's & Make 3 Phase Short with Ground At MV Side After Diff CT's.

Method 1:

HV Voltage × Short Circuit Impedance = 132000 × 0.0788 = **10401.6 V**

At 10401.6 V Will Reached the Rated Currents at Both HV and MV

At 400 V The Current at HV Will Be IHV = (400 × 262.43)/10401.6 = **10.09 A** (L-L)

At 400 V The Current at MV Will Be IMV = (400 × 1049.72)/10401.6= **40.367A** (L-L)

Method 2:

I Short Circuit At MV=F.Load Current/%Imp= (262.43/0.0788) =**3330.329 A**

At 400V Short Circuit Current Will Be:

=(3330.329 *400)/132000 = **10.09 A**(HV)

=(3330.329 *400)/33000 = **40.367 A**(MV)

2- Calculation for Differential Current:

CT Secondary Values = (Rated CT Secondary × Actual Primary Current)/Rated CT Primary

IHV(Sec) = (1 × 10.09)/400 = **0.0252 A**

IMV(Sec) = (1 × 40.367)/2000 = **0.02018 A**

Per Unit Values According To The Differential Relay:

HV Factor K1 = Full Load Current/ HV CT Ratio=262.43/400=**0.656**

MV Factor K2 = Full Load Current/ MV CT Ratio=1049.72/2000=**0.525**

IHV (P.U.) = IHV(Sec) / HV Factor = 0.0252 / 0.656= **0.0384**

IMV (P.U.) = IMV(Sec) / MV Factor = 0.02018 / 0.525= **0.0384**

IDiff = IHV (P.U.) - IMV (P.U.)

IBias = (IHV (P.U.) + IMV (P.U.))/2

At Stability:

IDiff = 0.0384 – 0.0384 = **Zero**

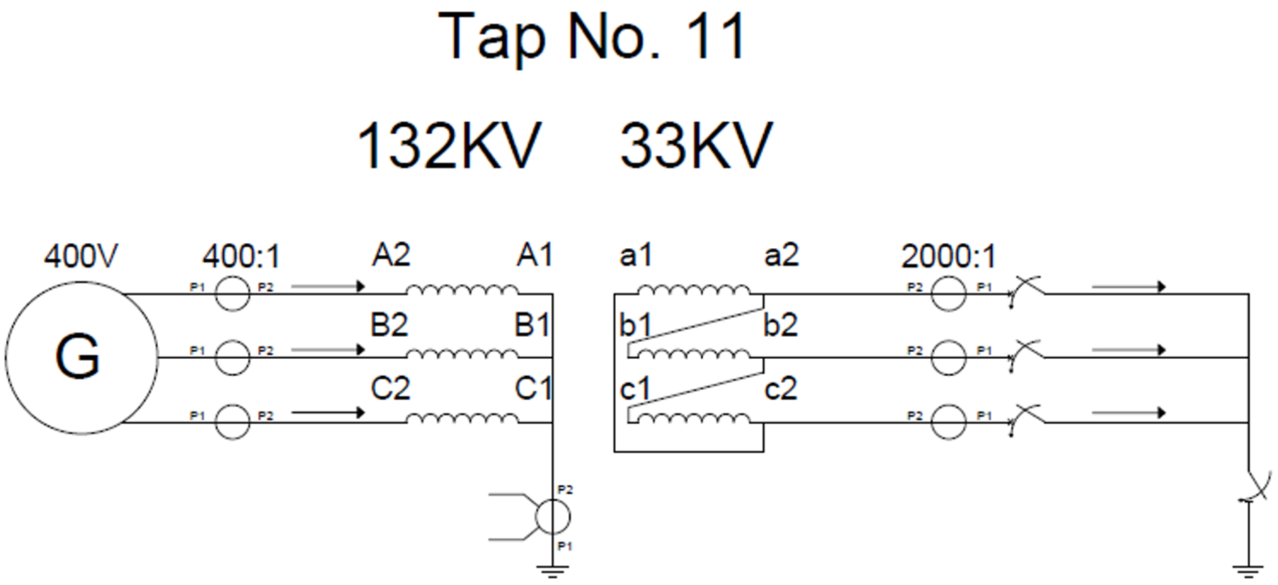
IBias = (0.0384 + 0.0384)/2 = **0.0384**

At Sensitivity:

IDiff = 0.0384 = **0.0384**

IBias = (0.0384)/2 = **0.0192**

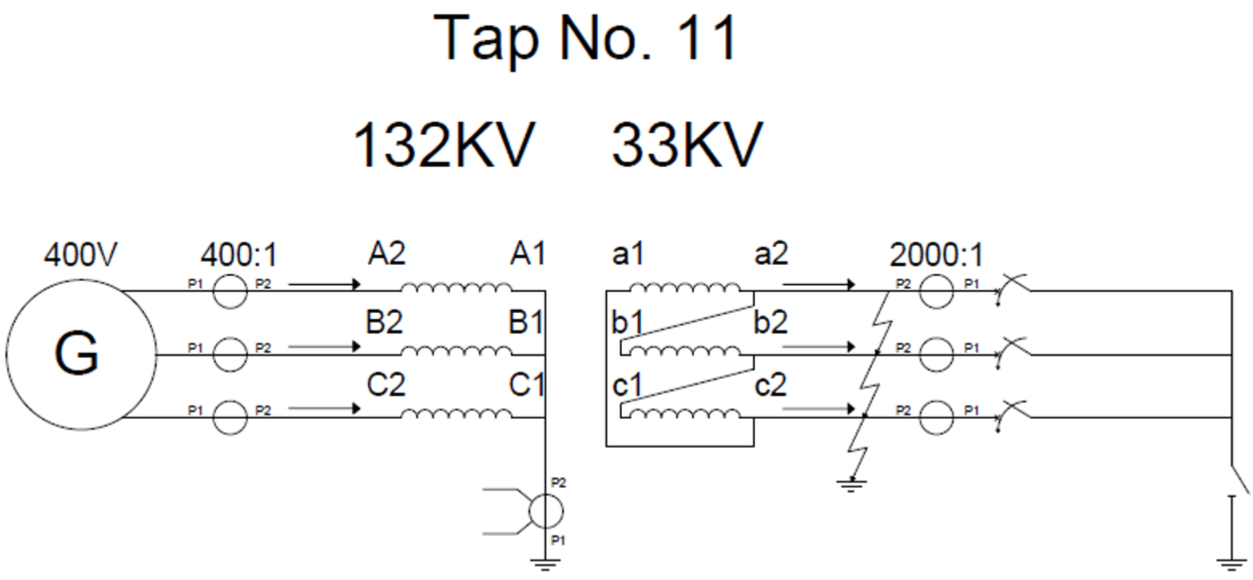
Stability Test at Tap Position No.: 11 (3-Phase Fault Out of Zone)



3-Phase Injection, 3-Phase Fault Out of Zone at MV Side.

Phase	HV Side		MV Side		Sec.Current At Diff.Relay	
	Pri.(A)	Phase Angle	Pri.(A)	Phase Angle	Diff. Current(PU)	Bias Current(PU)
R	10.00	270°	40.00	60°	0.000	0.038
Y	9.90	30°	40.03	179°	0.001	0.038
B	10.20	150°	40.13	300°	0.000	0.038
N	0.00	N/A	0.00	N/A	N/A	N/A

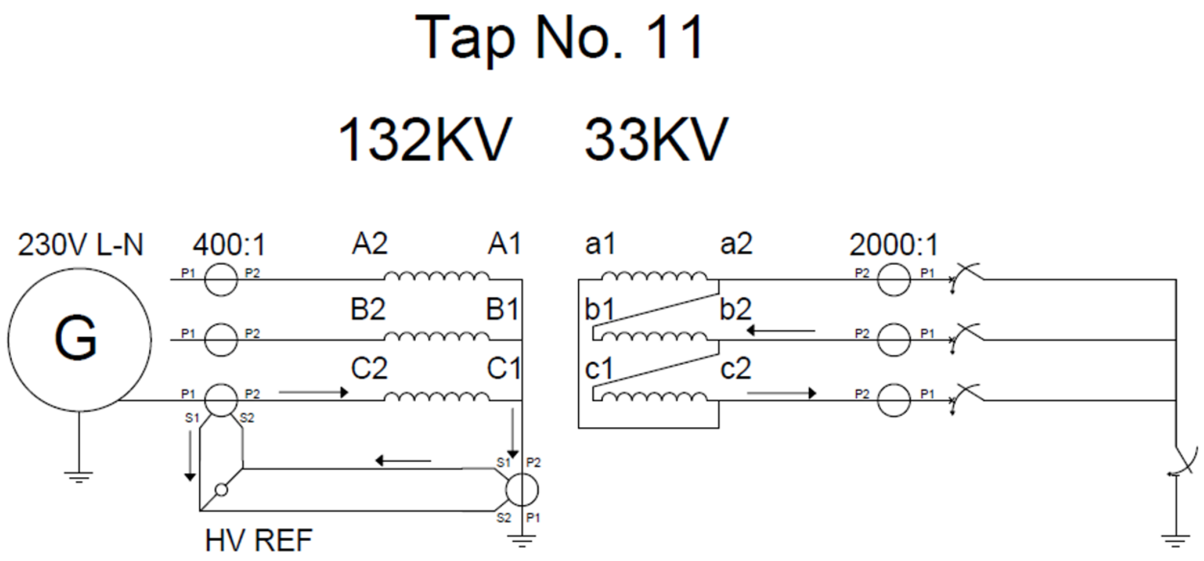
Sensitivity Test at Tap Position No.: 11 (3-Phase Fault In Zone)



3-Phase Injection, 3-Phase Fault In Zone at MV Side.

Phase	HV Side		MV Side		Sec.Current At Diff.Relay	
	Pri.(A)	Phase Angle	Pri.(A)	Phase Angle	Diff. Current(PU)	Bias Current(PU)
R	10.04	270°	0.00	N/A	0.038	0.019
Y	9.98	30°	0.00	N/A	0.038	0.019
B	10.05	150°	0.00	N/A	0.038	0.019
N	0.00	N/A	0.00	N/A	N/A	N/A

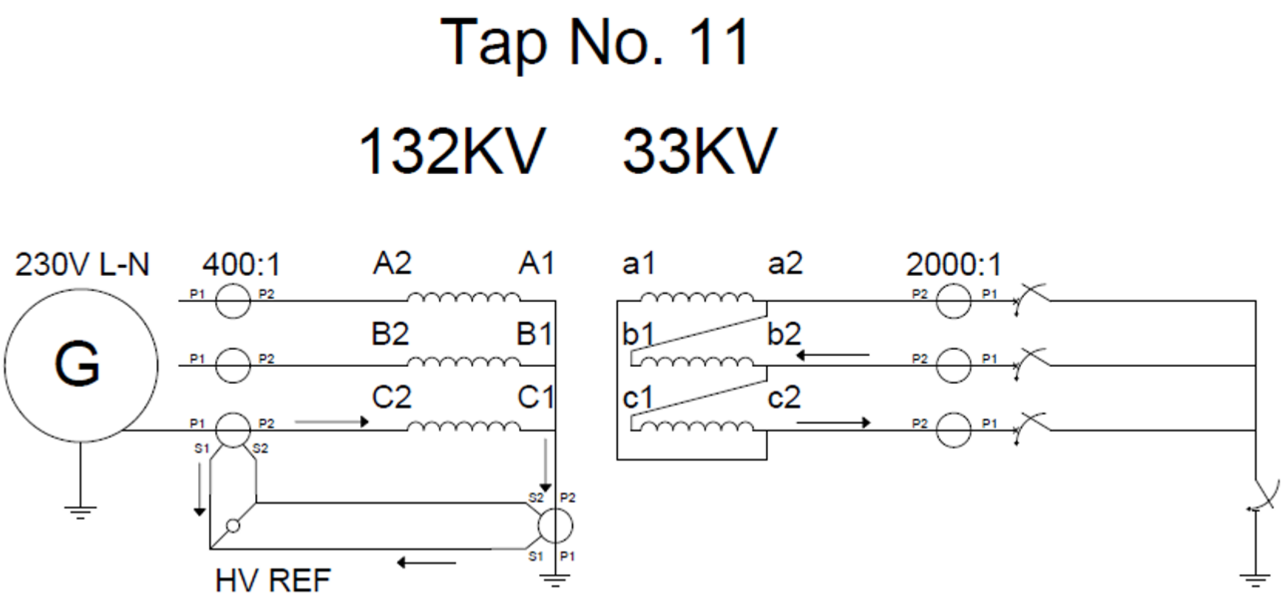
Stability Test at Tap Position No.: 11 (Out of Zone Earth Fault)



Single Phase (Blue – Neutral) Injection, 3-Phase Fault Out of Zone.

Phase	HV Side		MV Side		Sec.Current At Diff.Relay		
	Pri.(A)	Phase Angle	Pri.(A)	Phase Angle	Diff. Current (PU)	Bias Current (PU)	R.E.F. Unit 1(A)
R	0.00	N/A	0.00	N/A	0.002	0.007	0.00
Y	0.00	N/A	23.60	24°	0.003	0.007	
B	10.22	24°	23.63	204°	0.003	0.033	
N	10.22	24°	0.00	N/A	N/A	N/A	

Sensitivity Test at Tap Position No. : 11 (In Zone Earth Fault)

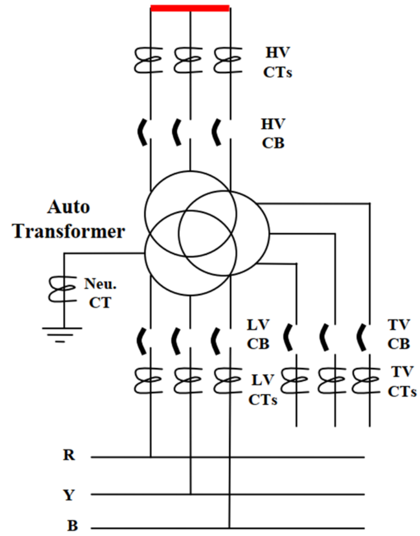


Single Phase (Blue – Neutral) Injection, 3-Phase Fault Out of Zone

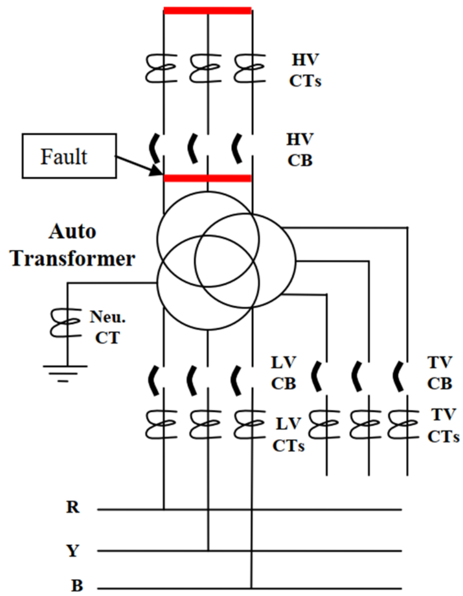
(Reverse Polarity of Neutral CT Secondary Side).

Phase	HV Side		MV Side		Measurement Current At Diff.Relay		
	Pri.(A)	Phase Angle	Pri.(A)	Phase Angle	Diff. Current (PU)	Bias Current (PU)	R.E.F. Unit 1(A)
R	0.00	N/A	0.00	N/A	0.002	0.007	20.41
Y	0.00	N/A	23.60	89°	0.003	0.007	
B	10.22	191°	23.63	270°	0.003	0.033	
N	10.19	11°	0.00	N/A	N/A	N/A	

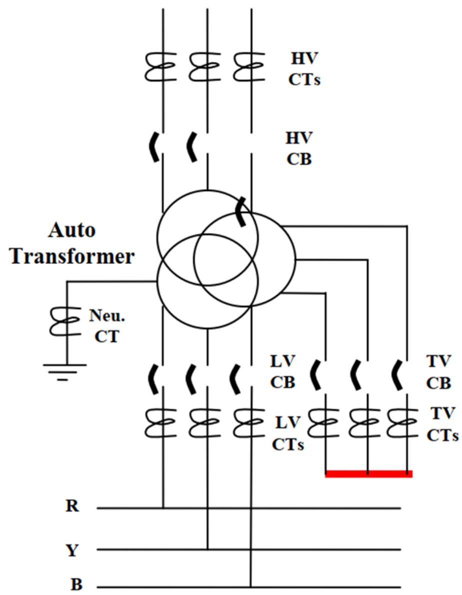
إذا كان المحول فيه ثلاث ملفات فإننا نقوم بعمل اختبار استقرارية بين HV و LV ، حيث نطبق جهد على LV وعمل Short خارجي جهة الHV لاختبار الاستقرارية .



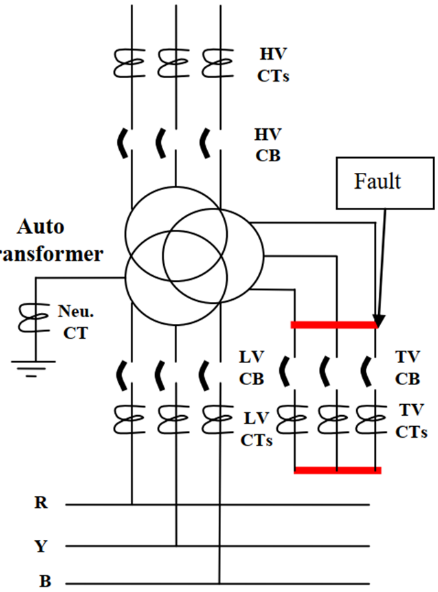
ومن ثم عمل عطل داخلي جهة الHV لاختبار الحساسية .



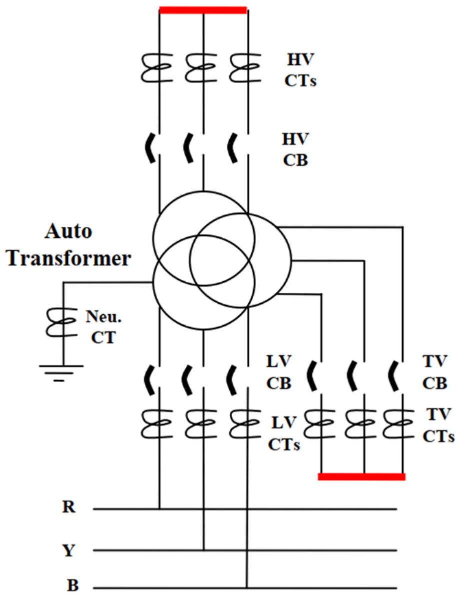
ومن ثم عمل اختبار استقرارية بين LV وTV حيث نطبق جهد على LV وعمل Short خارجي جهة الTV لاختبار الاستقرارية .



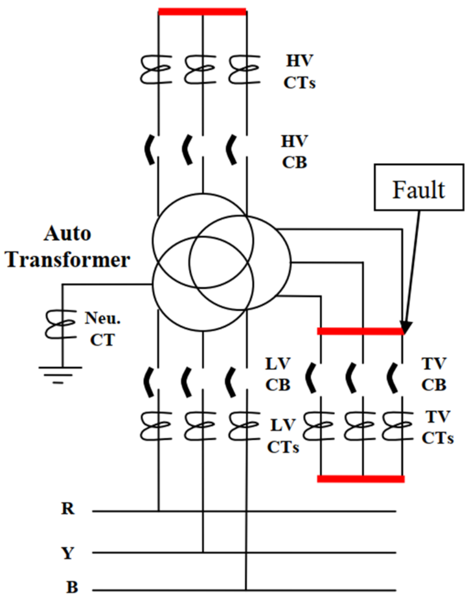
ومن ثم عمل عطل داخلي جهة الTV لإختبار الحساسية .



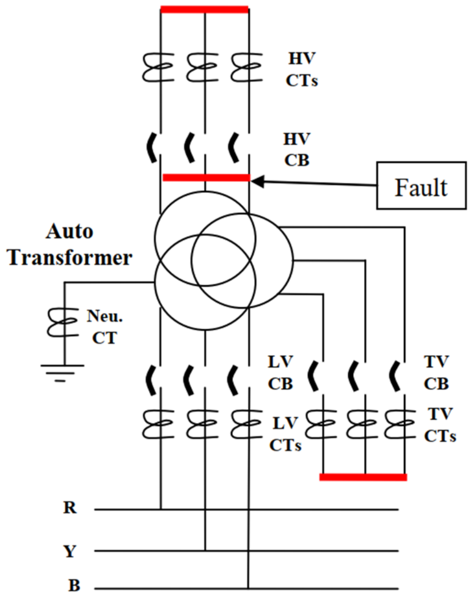
ومن ثم عمل اختبار استقرارية للثلاث ملفات معا ، ويجب أن تأخذ بالاعتبار تغير قيمة ال%Impedance لأنها لا تكون مذكوره في الTR Name plate، حيث عادة يكون هناك Impedance% بين HV و LV وبين LV و TV ، وبالتالي عند تطبيق جهد جهة LV فإن كلا ال Impedance سوف تكون على التوازي ، وبالتالي يمكن حساب الممانعة المكافئة بقيمة (الأولX الثاني) على (الأول + الثاني) .



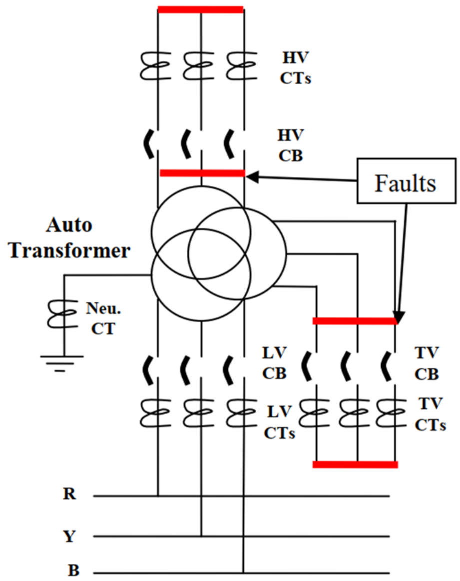
ويمكن اختبار الحساسية بعمل عطل داخلي جهة الTV .



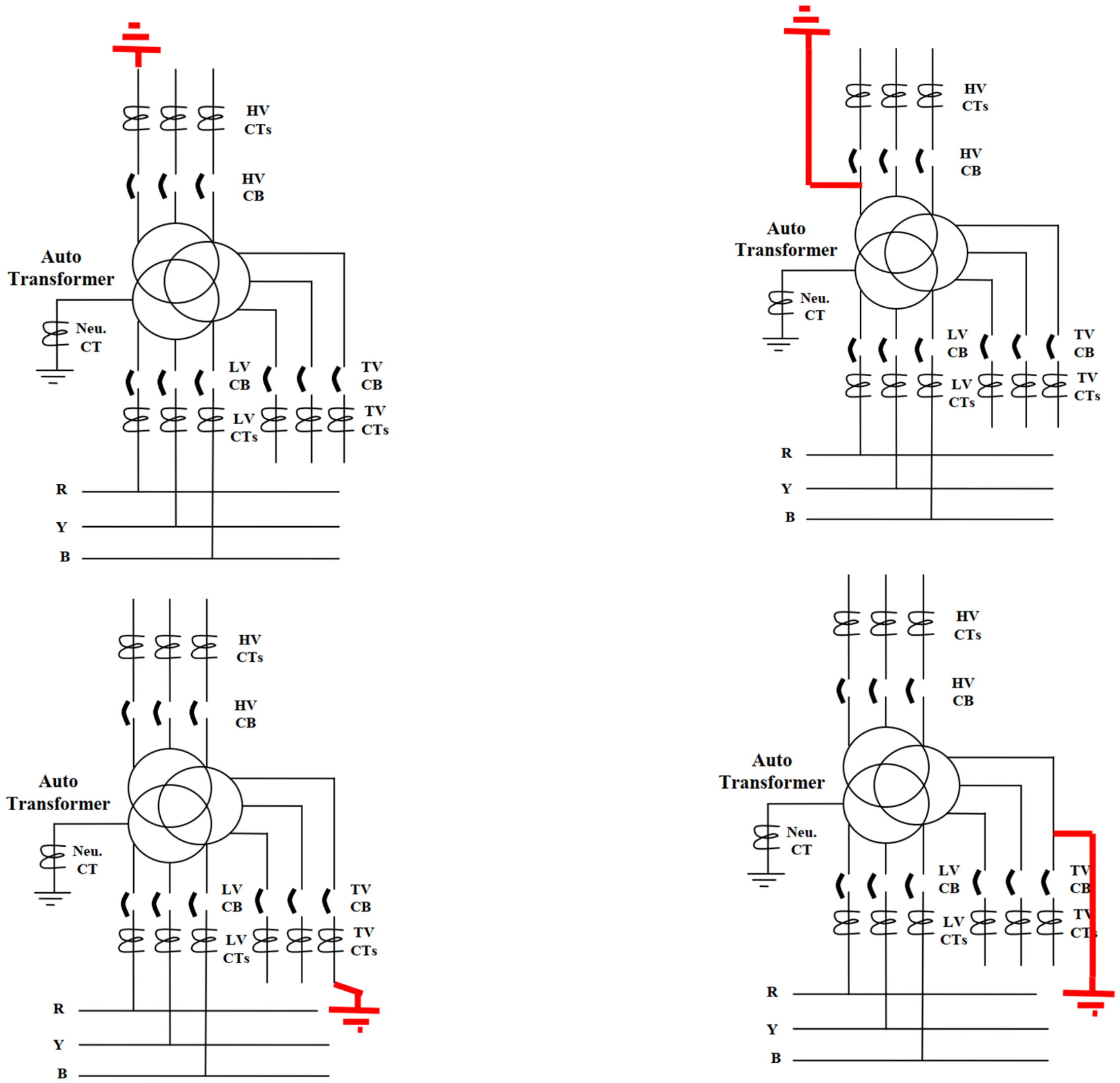
ومن ثم عمل عطل داخلي جهة الHV .



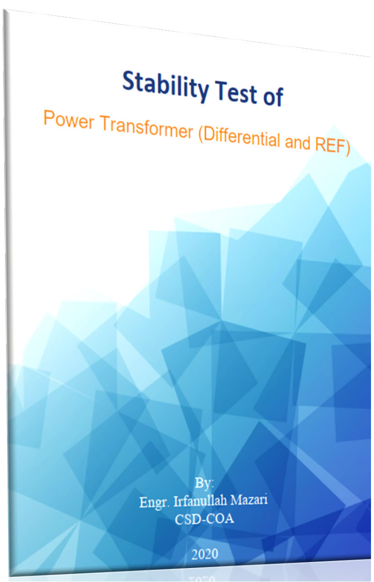
ومن ثم عمل عطل داخلي على كلا من HV وTV .



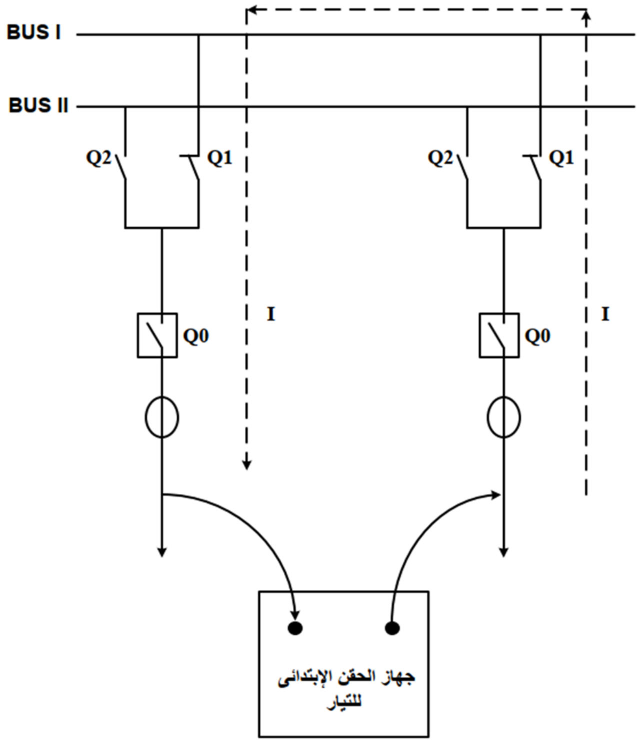
وكذلك عند اختبار الREF فإننا نقوم بعمل عطل أرضي داخلي وخارجي جهة الHV وعطل أرضي داخلي وخارجي جهة الTV .



ويوجد ملف فيه مثال مفصل من المهندس محمد عرفانالله يشرح هذه الحالات بالتفصيل مع الأرقام سوف نضعه لكم في المرفقات .

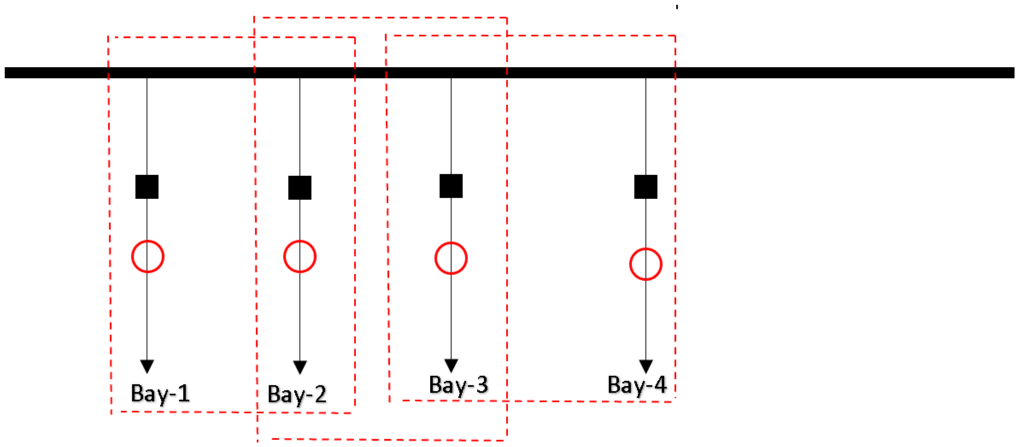


كيف نقوم باختبار ال Primary stability & sensitivity testال للحماية التفاضلية للبسبار؟



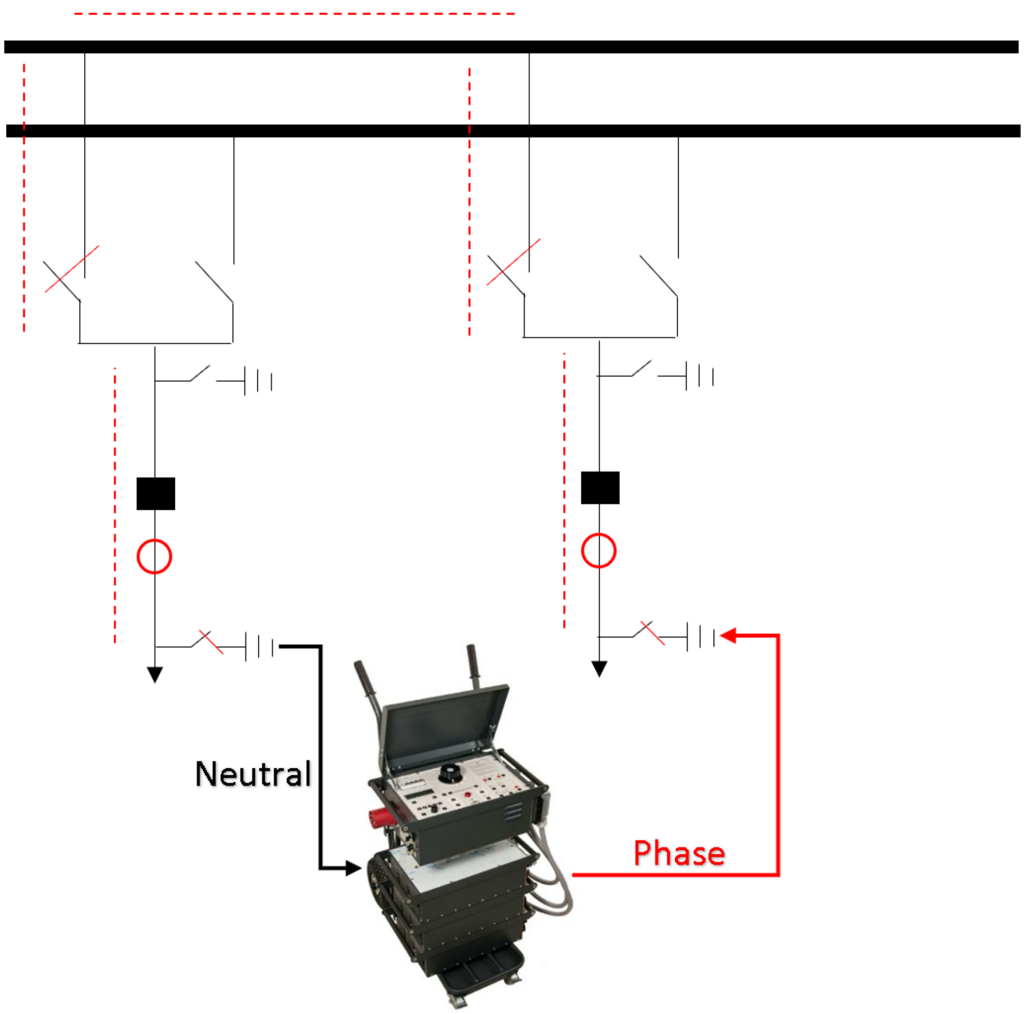
1. نقوم بعمل short على جميع الCT cores الغير مستخدمة للحماية للحماية التفاضلية من خلال عمل Jumper على الCT secondary ، والتأكد من أن الCT core الخاصة ب Discriminating zone وCheck zone في الخدمة .

2. نحقن تيار 1-ph من ODEN AT - Primary current injection test على كل دائرتين متتاليتين يعني نحقن تيار بين Bay-1 وBay-2 ومن ثم بين Bay-2 وBay-3 ومن ثم Bay-3 وBay-4 وهكذا .



3. يجب التأكد من أنك تحقن على نفس الPhase في كلا الBays ، يعني تحقن من R-Bay1 إلى R-Bay2 ومن Y إلى Y ومن B إلى B .

4. يتم حقن التيار من خلال كلا الES الموجودين بعد الCB جهة الLine أو الTR لمحاكاة عطل خارجي حيث أحد الES يدخل التيار منه والأخر يعود التيار منه إلى مصدره ، وكأن أحد الدائرتين تغذي الأخرى وهذا ما يمثل الStability test، وعادة ما يتم أخذ قياسات التيار على شاشة الريليه أو من خلال جهاز الZera أو أي جهاز قادر على قراءة التيار مع الزاوية .

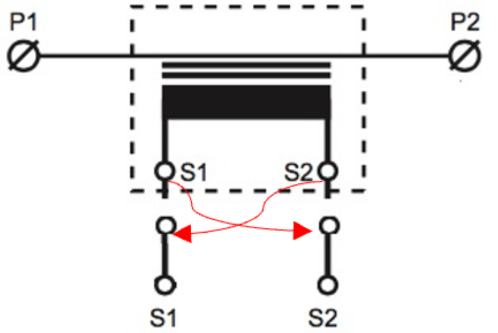


ODEN AT - Primary current injection test system

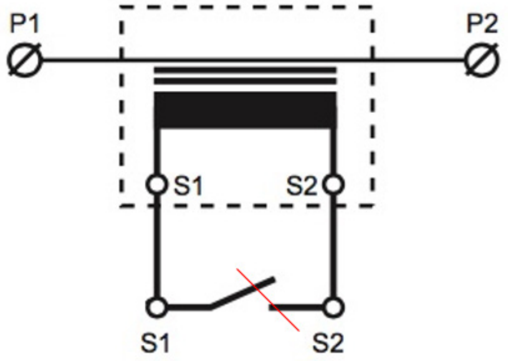
5. يجب التأكد من أن قيمة الDiff current صغيرة بالنسبة لقيمة الRest current لأنها تمثل حالة استقرار .

6. ويتم اختبار الsensitivity بإحدى ثلاث طرق :

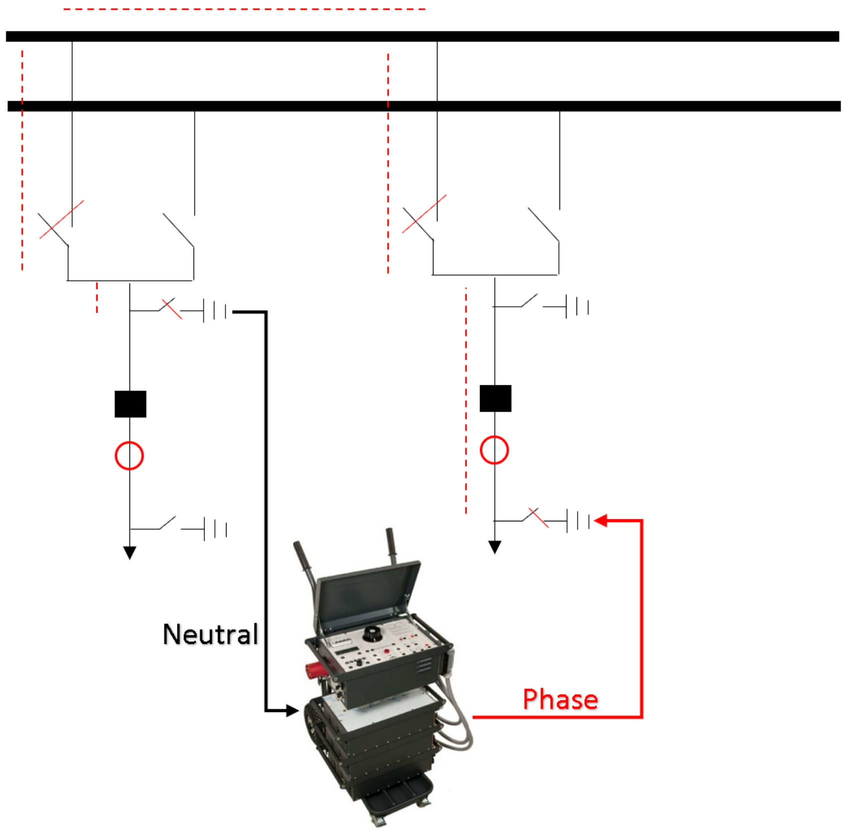
1. يتم عمل Swapping على أطراف الCT secondary الخاصة بالحماية التفاضلية .
2. يتم عمل short على أحد الCT’s من خلال ادخال ال Test switch .
3. يتم نقل عودة التيار الى مصدره من خلال الES الموجود قبل CB والموجود داخل الBB protection zone .



CT swapping



CT short



ODEN AT - Primary current injection test system

7. يتم اختبارsensitivity على مرحلتين :

1.يتم رفع التيار تدريجيا للتأكد من عمل Pickup للCT Supervision .
2. يتم رفع التيار حتى يحدث Trip للريليه ، وعادة ما يتم عزل الOutput الخاص بالCT Supervision حتى لا يتم عمل short للCT اذا اشتغل الريليه .

8. يجب التأكد أن إشارة الفصل الصادرة الBB Protection تذهب لتفصل جميع القواطع المتصلة معها على نفس البسبار ولا تفصل القواطع الغير متصلة معها ، لذا يجب توزيع القواطع على كلا البسبارين للتأكد من ذلك ، يمكن ربط جميع القواطع على نفس البسبار من خلال الBC CB والتأكد أن كل القواطع فصلت لحظة العطل .

9. يمكن عزل إشارة الBB-Disconnector الذاهبة الى الريليه ، وإعادة الحقن مرة أخرى للتأكد من عدم عمل الريليه .

10. نقوم بعمل نفس الطريقة السابقة على باقي الفازات ونسجل النتائج ونقارنها بالنتائج المتوقعة .

11. نقوم بإعادة الاختبار في حال توصيل ال BB-Disconnector على البسبار الأخر وتكرار ما سبق على الثلاث فازات .

12. ولا ننسى التأكد في كل الحالات السابقة من سلامة جميع دوائر الفصل والاشارات الظاهرة على الريليه ونظام السكادا أو الSAS .

فحص إستقرارية الحماية التفاضلية للخطوط Line diff stability test

نريد أن نذكر أن هناك اختبارين لفحص استقرارية الخط أو الكيبل ، حيث يجب أن نبدأ باختبار End to End test وهو الذي نحتاج فيه الى جهازين حقن على كل طرف مع وجود GPS ، وهو ما يسمى ب**Secondary stability & sensitivity** ، وبعد الانتهاء من هذا الاختبار بنجاح ، فإننا نقوم بعمل **الPrimary stability & sensitivity test** ، ويمكن أن يتم بطريقتين : **إما** من خلال حقن Primary current في دائرة مغلقة تشمل كلا CT's على طرفي الخط ، **أو** نستخدم مولد قبل المحول وعمل Short في نهاية الخط ، وهذا في كان تيار العطل الناشئ قادر يحقق 10% من قيمة Rated current ك Best Prcties وفي كلا الطريقتين فإننا لا نحتاج الى GPS .

في بعض المناطق يتم عمل Line Diff stability بشكل حقيقي عند تشغيل الخط , فاذا اصدر الريليه إشارة Trip فهذا يعني أنه CT Polarity خاطئ , وإذا لم يصدر ال Diff relay أي إشارة Trip وبقي مستقر ، فهذا يعني أن الCT Polarity صحيحة وهذا ما يسمى بالOn load stability ، ولكن يمكن أن يكون هناك عطل حقيقي وبسبب الCT polarity الخاطئة يظن الريليه انه external fault .

فحص الاستقرارية في End to End test يعني حقن تيار عند كل طرف من طرفي الخط على كل مرحل حماية في نفس التوقيت ، والتأكد من أن كل مرحل يعمل على استقبال وإرسال الموجة وإجراء عملية المقارنة بشكل سليم ودون إصدار أي إشارة فصل القاطع الآلي ، أكبر تحدي يواجه مهندسي الكهرباء هو محاكاة أختبار التزامن (Synchronizing)في خطوط ال(Local/Remote End Substation) ، حيث كيف يمكن حقن تيارين أحدهما في الشمال والأخر في الجنوب وبينهم أكثر من 100 كيلومتر في نفس اللحظة من جهازين حقن مختلفين بتأخير زمني لا يزيد 10msec ؟!
لأنه لو تم هذا التأخير الزمني (Time Delay) ، لاشتغلت أجهزة (Diff Relays) وعملت (Trip) وهذا ما لا نريده , حيث نريد أن نتأكد أنه في حال التشغيل الطبيعي (Normal Operation) لن يحدث (Trip) !!

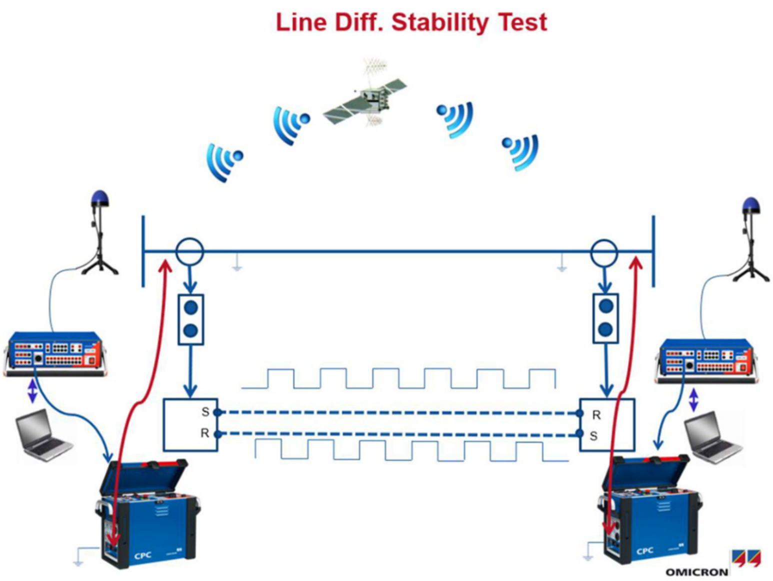
تم البحث عن طرق هندسية حقيقية لحل معظم هذه المشاكل الفنية الى أن وجد العلماء استخدام تقنية ال GPS لاختبار الLine Diff Stability .

حيث يتم من خلاله وضع جهازين في كل طرف وعمل تواصل بينهم من خلال الأقمار الصناعية ، وعمل مرجع زمني ثابت لكلا الجهازين ، فاذا قمت بعمل محاكاة لعطل , فإن القرار لا يتم تنفيذه الا من خلال Synchronizing time بمعنى يبدأ عد تنازلي للزمن على كلا الجهازين ليصدر كلا الجهازين حقن التيار في لحظة الصفر ، وكأن القرار قادم من الأقمار الصناعية وليس من المستخدم ، عندما يكون لدى كل جهاز نفس التوقيت ، فإنه من الممكن توجيه جهاز CMC ليبدأ الحقن في كل محطة في لحظة زمنية معينة، وبالتالي سيقرأ مرحلي الحماية نفس التيار في نفس الوقت سيرسلان الإشارة إلى كل منهما ، وبالتالي يجب على نظام الحماية أن يبقى مستقرا وأن لا يصدر أي إشارة فصل للقاطع الآلي ، يجب التنويه هنا أنه لا يمكن إجراء فحص استقرارية الحماية التفاضلية للخطوط بشكل سليم إلا بهذه الطريقة ، مهما كان جهاز فحص المستخدم.

القمر الصناعي يرى الأرض كأنها نقطة , وبالتالي يرى المسافة بين طرفي الخط تؤول الى الصفر فيظهر أمام القمر الصناعي أنه يرسل أمر الحقن لنقطة واحدة وليس لنقطتين .

هذا الاختبار لا يمكن تحقيقه إلا إذا تم توصيل كل جهاز فحص يأتي GPS receiver للحصول على الوقت بشكل أساسي، حيث أن هذا GPS receiver يعمل على ربط أجهزة الفحص بالأقمار الصناعية.

والحصول على التوقيت من هذه الأقمار الصناعية ، وعندما يكون كل جهاز لديه نفس التوقيت فإنه من الممكن توجيه جهاز CMC ليبدأ الحقن في كل محطة في لحظة زمنية معينة، وبالتالي سيقرأ مرحلي الحماية نفس التيار في نفس الوقت سيرسلان الإشارة إلى كل منهما ، وبالتالي يجب على نظام الحماية أن يبقى مستقرا وأن لا يصدر أي إشارة فصل للقاطع الآلي ، يجب التنويه هنا أنه لا يمكن إجراء فحص استقرارية الحماية التفاضلية للخطوط بشكل سليم إلا بهذه الطريقة ، مهما كان جهاز فحص المستخدم.



5

الفصل الخامس

تدريب عملي

فحص المرحلات باستخدام جهاز CMC من شركة أوميكرون

محتويات الفصل :

- نبدأ بالتعريف بكلمة CMC.
- ما هي الأجهزة التي يستطيع جهاز CMC فحصها؟
- سماحية أجهزة الحماية المطلقة والنسبية (Absolute and relative tolerance).
- أنواع اللواقط أو contacts منها الجافة والرطبة / dry or potential free contacts or potential contact
- شرح الواجهة الأمامية والواجهة الخلفية لجهاز CMC.

ماذا تعني كلمة CMC ؟

عندما تم تصنيع الجهاز لأول مرة كان الغرض الرئيسي منه هو فحص ومعايرة Transducers ، والمعنى الحرفي Transducers هو محول قياس measurement converter ، وبالتالي فإن تسمية الجهاز جاءت من الأحرف الأولى للوظيفة الرئيسية التي تم تصميم الجهاز للقيام بها (**C**alibrator for **M**easurement **C**onverter) .

ما هي الأجهزة التي يستطيع جهاز CMC فحصها؟

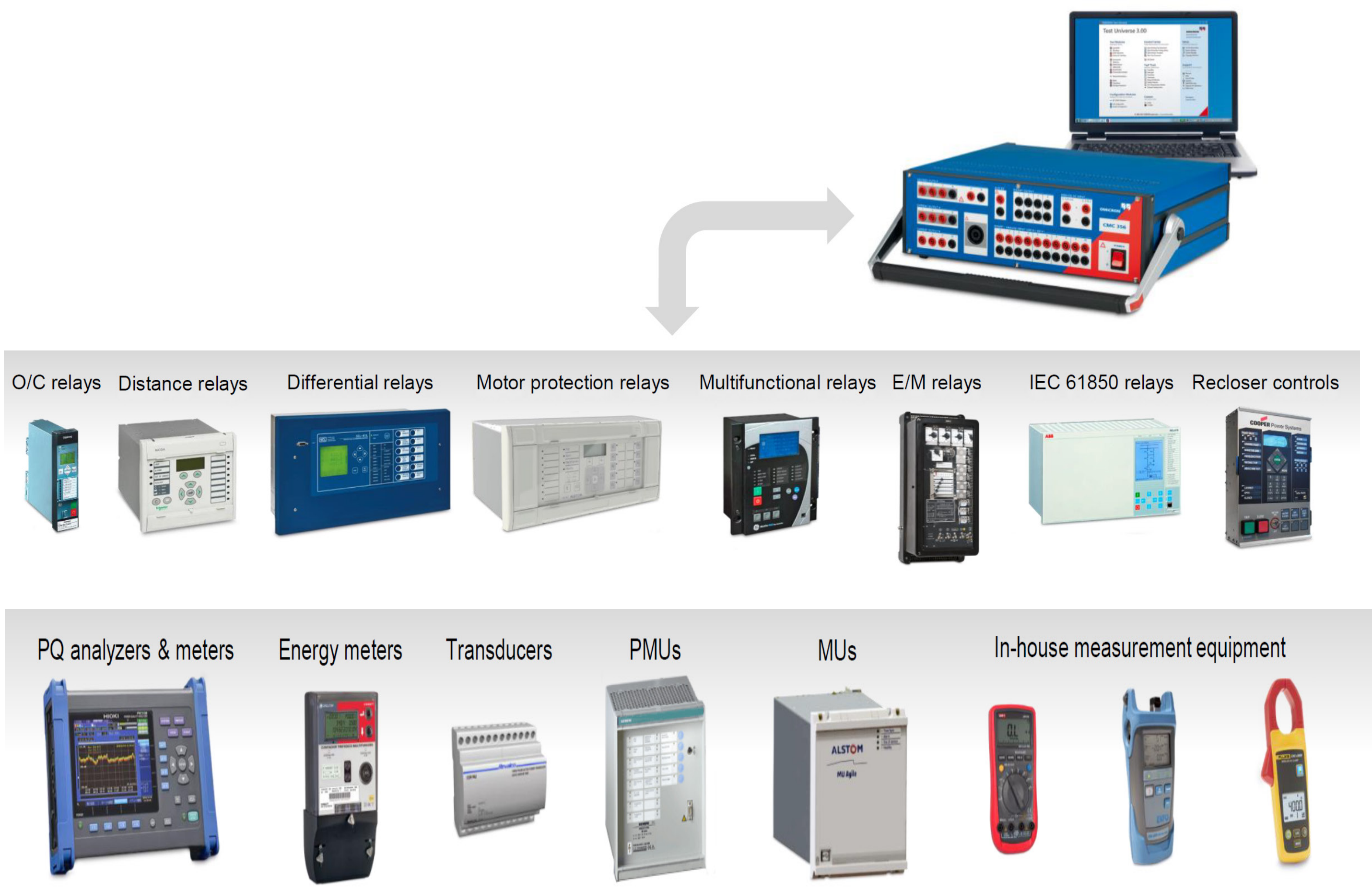
النظام الكهربائي يتكون من قسمين رئيسيين ، **القسم الابتدائي primary system** وهو عبارة عن جميع مكونات النظام الكهربائي المربوطة على الجهة الابتدائية لمحولات التيار ومحولات الجهد ومنها :

- Power transformers
- Generators
- Motor
- Circuir breakers
- Transmission line
- Capacitor bank

والقسم الثانوي **secondary system** ، وهو عبارة عن جميع مكونات النظام الكهربائي المربوطة على الجهة الثانوية لمحولات التيار ومحولات الجهد ومنها:

- Protection relay
- Energy meters
- Transducers
- Fault recorders
- Control devices

وبالتالي فإن الأجهزة التي يستطيع جهاز CMC فحصها هي كل الأجهزة المربوطة على الجهة الثانوية لمحول التيار أو محول الجهد أو كلاهما ،و تعتمد على قيم التيار والجهد لأداء وظيفتها ومبدأ عملها كما هي موضحة في الصورة التالية



سماحية أجهزة الحماية Tolerance :

هي نسبة الخطأ المسموح بها للجهاز، وهذه القيم تحددها الشركة المصنعة للجهاز، ويمكن الاطلاع على هذه القيم من كتالوج الجهاز في وحدة البيانات الفنية ، technical data chapter.

الجدول الذي أمامنا تم أخذه من كتالوج مرحل الحماية لشركة سيمنز ونرى أمامنا الجزء الخاص بصلاحية التيار والزمن.

نلاحظ من الجدول بأن هنالك أكثر من قيمة للسماحية ، مثال current tolerance هي سماحية نسبية تعتمد على قيمة current sitting or nominal current ، بينما times Tolerance سماحيتان : **سماحية نسبية relative tolerance** تعتمد على قيمة time sitting ، **وسماحية مطلقة absolute Tolerance** أي بمعنى أنها قيمة ثابتة.

للتوضيح أكثر، إذا كانت السماحية المذكورة في كتالوج الجهاز مذكورة على شكل نسبة مئوية، فهذا يعني أن السماحية النسبية relative tolerance.

Overcurrent stages

Pickup value I_{Ph}> (phases)	for I_N = 1 A	0.10 A to 25.00 A or ∞ (ineffective)	Increments 0.01 A
	for I_N = 5 A	0.50 A to 125.00 A or ∞ (ineffective)	
Pickup value $3I_0$> (earth)	for I_N = 1 A	0.05 A to 25.00 A or ∞ (ineffective)	Increments 0.01 A
	for I_N = 5 A	0.25 A to 125.00 A or ∞ (ineffective)	
Delay T_{IPh}> (phases)		0.00 s to 30.00 s or ∞ (ineffective)	Increments 0.01 s
Delay T_{3I0}> (earth)		0.00 s to 30.00 s or ∞ (ineffective)	Increments 0.01 s
Dropout ratio		Approx. 0.95 for $I/I_N \geq 0.5$	
Pickup times (fast relays/high-speed relays)		Approx. 25/20 ms	
Dropout times		Approx. 30 ms	
Tolerances	Currents	3 % of setting value or 1 % nominal current	
	Times	1 % of setting value or 10 ms	
The set times are pure delay times			

مثال إذا كانت سماحية التيار هي 3%، وكان تيار البدء لحماية زيادة التيار هو 1.8 أمبير فهذا يعني أن مرحل الحماية سوف يعمل إذا كانت قيمة التيار تتراوح ما بين:

1.8 + أو - 54mA الناتجة من ضرب السماحية النسبية للتيار. ولكن ، هذه القيم سوف تتغير إذا ما تم تغيير قيمة تيار البدء لمرحل الحماية ، فإذا تغيرت إلى 2 أمبير فإن السماحية سوف تصبح 60mA ، وبالتالي فإن المرحل سوف يفعل حماية زيادة التيار، إذا كانت قيمة التيار تتراوح ما بين 2 + أو - 60mA بمعنى = 1.94 أمبير ، و 2.06 امبير .

إذا كان السماحية المذكورة في كتالوج الجهاز مذكورة على شكل قيمة معينة، أي بما أنها قيمة ثابتة، فهذا يعني أن السماحية مطلقة absolute Tolerance ، مثلا إذا كانت السماحية المذكورة في كتالوج مرحل الحماية هي 50 مل أمبير، فإن المرحل سوف يفعل الحماية من زيادة التيار بقيمة 50+- مل امبير من قيمة إرساء المرحل بغض النظر عن هذه القيمة سواء تغيرت أم لا، فإن القيمة سوف تبقى ثابتة قيمة السماحية ثابتة وهي 50مل أمبير.

ما أهمية قيمة السماحية عند فحص مرحل الحماية؟

الجواب : بناء على القيمة السماحية يمكننا تحديد فيما إذا كان مرحل الحماية قد نجح في الاختبار أم لا ، فالقيمة الفعلية التي عمل عندها مرحل الحماية أثناء الاختبار تقارن بقيمة الإرساء وهي ال Setting value ، ويتم مقارنة نسبة الخطأ بينهما ، فإذا كانت نسبة الخطأ أقل من قيمة السماحية فإننا نعتبر أن جهاز الحماية قد اجتاز الاختبار بنجاح.

مثال إذا كان لدينا مرحل حماية من زيادة التيار إرساء التيار له 1.8 أمبير وكانت سماحية المرحل هي 3% للتيار ، وقمنا بعمل فحص بداية التشغيل pick up test وكانت نتيجة الفحص حسب الجدول التالي:

للتقييم نقوم باحتساب نطاق العمل المسموح به وهو (1.746A – 1.854A) بعد ذلك نقوم بمقارنة النتائج وتقييم أداء هذا المرحل إذا كان قد نجح في الاختبار أم لا ؟

التيار الفعلي (نتيجة الإختبار)	التقييم
1.79 A	ناجح
1.740 A	راسب
1.86 A	

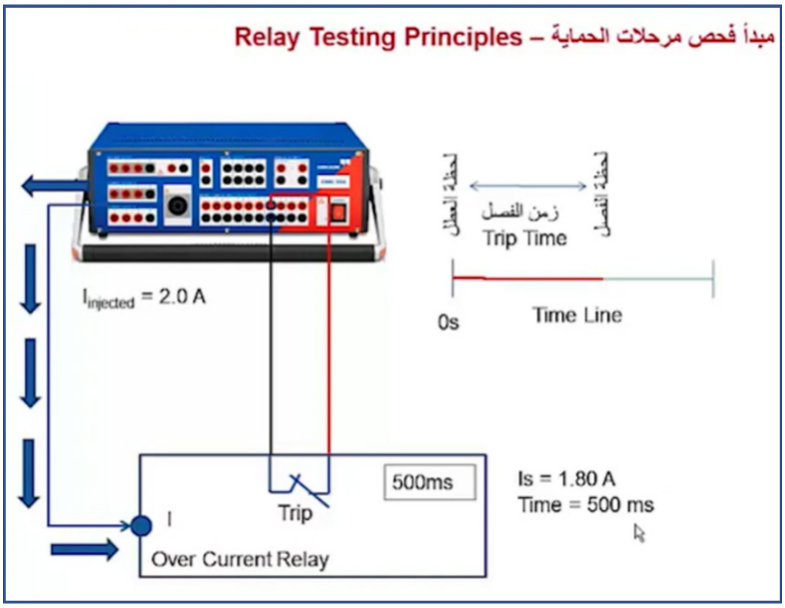
وبالتالي فإنه عند قيمة تيار 1.79 امبير، إذا كانت نتيجة الاختبار 1.79 امبير ، فإننا نعتبر بأن هذا المرحل قد اجتاز الاختبار بنجاح ، لأن هذه القيمة تقع ما بين 1.746 امبير و 1.854 امبير، بينما إذا كانت نتيجة الاختبار 1.74 ، فإننا نعتبر أن المرحل قد فشل في الاختبار ، لأن هذه القيمة ليست من ضمن النطاق نطاق العمل المسموح به ، أما إذا كانت النتيجة أيضا 1.86 امبير ، فإننا أيضا نعتبر بأن المرحل قد فشل في الاختبار، وذلك لأن هذه القيمة خارج نطاق العمل المسموح به.

مبدأ فحص مرحلات الحماية Relay testing principles :

لدينا مرحل حماية من زيادة التيار، قيمة إرساء التيار له 1.8 امبير ، وزمن الفصل هو 500 msec .

لاختبار هذا المرحل نحتاج جهاز CMC حيث نقوم بتوصيل مخارج التيار من الجهاز بمداخل التيار بمرحل الحماية ، وتوصيل Relay trip contact على أحد binary input الخاص بجهاز CMC.

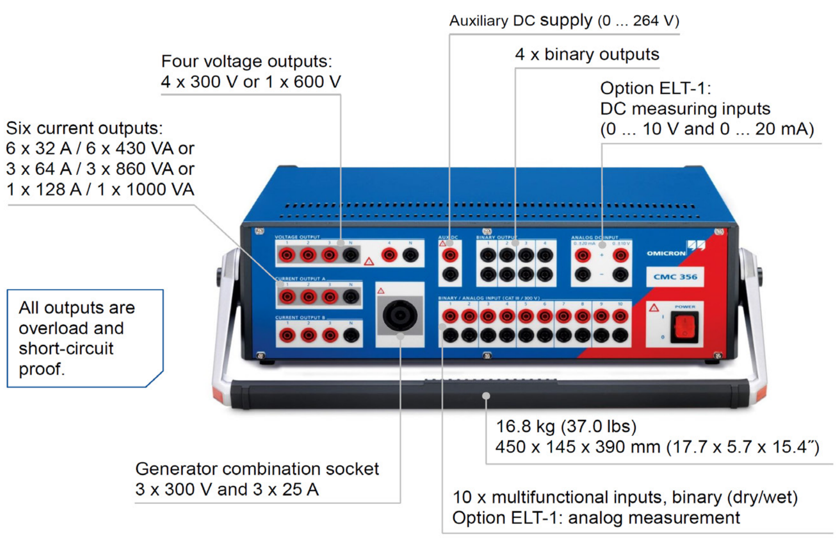
إذا تم حقن قيمة تيار أعلى من قيمة الإرساء، على سبيل المثال 2 أمبير، وهي أعلى من قيمة الإرساء، فإن مرحل الحماية سوف يعمل على إغلاق trip contact بعد مرور الفترة الزمنية المحددة لمراحل الحماية ، و زمن الفصل أو trip time يتم قياسه من لحظة حصول العطل إلى لحظة إغلاق trip contact.



توفر شركة أميكرون أنواع مختلفة من أجهزة CMC ، والاختلاف ما بين الأجهزة بشكل رئيسي هو القدرة و الدقة وعدد مخارج التيار والجهد فولت .

لنأخذ جهاز CMC 256 كمثال ، الوجهة الأمامية لجهاز CMC 256 تحتوي على مجموعة مخارج للجهد والتيار والتي يعتمد الحد الأقصى لها حسب نوع جهاز CMC ، كحل بديل للتوصيل هو استخدام هذه التوصيل المسماة Generation combination socket ، حيث أن المجموعة الأولى لكل من مخارج الجهد والتيار موصلات داخليا بها ، وبوجود cable واحد يمكن توصيله من هذه السكك، ومن ثم يتفرع توصيلات الكيبل في نهايته إلى مجموعتين للتيار وثلث جهد كما في الصورة. وبالتالي يعتبر هذا حل مثالي للحد من ازدحام أسلاك التوصيل.

Auxiliary DC source يستخدم لتشغيل مرحلة الحماية وفحصه إذا لم يكن مصدر DC متوفر لتشغيل مرحل الحماية في مكان الفحص ، يتوفر في جهاز CMC 10 , binary inputs مقسمة إلى خمسة مجموعات ، النقاط باللون الأسود في كل مجموعة تعتبر نقطة توصيل مشتركة، وذلك لأنهما من موصولتان مع بعضهما البعض.
و لدينا أيضا أربع normal open binary inputs تستخدم لإرسال contacts إلى مرحل الحماية ، ويعتبر تمثيل وضعية القاطع الآلي لمرحل الحماية من أهم تطبيقات هذه contacts ، يرجى العلم بأن هذه المخارج لا تحتوي على جهد DC analog inputs تستخدم لفحص transducers أو محولات القياس.



الواجهة الخلفية لجهاز CMC تحتوي على USB/Ethernet ports، وبالتالي يوجد لدينا طريقتين لتوصيل جهاز CMC بجهاز الكمبيوتر، يمكن توصيلها عن طريق USB أو عن طريق Ethernet ports.

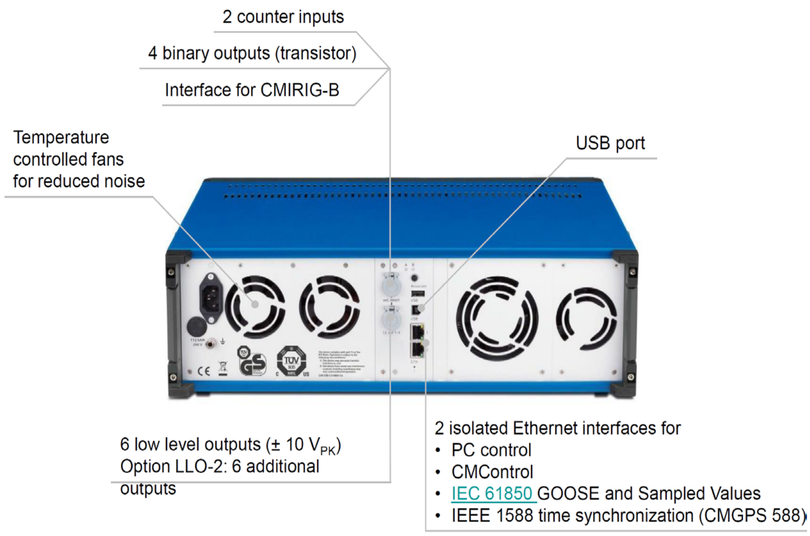
Association button هذا الزر يستخدم في حالة التوصيل بين CMC وجهاز الكمبيوتر عن طريق Ethernet ports.

Low level outputs تستخدم لتوصيل current ample fires أو voltage ample fires مع جهاز CMC.

External interface تستخدم لتوصيل بعض Accessories لجهاز CMC ومن أهم هذه Accessories :

أولا : Accessories تستخدم لفحص عدادات الطاقة ،

ثانيا : GPS /receiver تستخدم لفحص الحماية التفاضلية للخطوط .



هذه Accessories التي تستخدم لفحص عدادات الطاقة، هي لمراقبة led pulses من عداد الطاقة ، عداد طاقة عندما يستقبل أي طاقة يبدأ بإصدار pulses أي نبضات ، هذه pulses يجب علينا عدها بناء على قيم معينة ومبدأ فحص معين.



وتختلف هذه Accessories باختلاف أنواع energy meters الموجودة في المحطات.

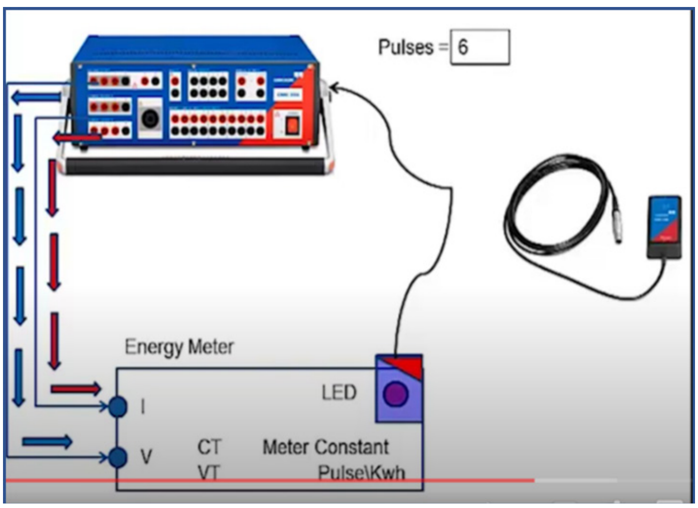
مبدأ فحص عدادات الطاقة :

إذا كان لدينا عداد طاقة معين ، فإن لهذا العداد ثابت معين يسمى Meter constant ، ووحدة هذا الثابت هي Pulse/Kwh ، بمعنى أنه في كل Kwh سوف يصدر هذا Meter عدد معين من Pulses .

ويمثل هذا الثابت عدد النبضات التي يصدرها هذا عند استقباله كمية معينة من الطاقة، بالتالي لاختبار عداد الطاقة نقوم بتوصيل مخارج التيار والجهد لجهاز CMC بمداخل التيار والجهد لعداد الطاقة ، و من ثم نقوم بتوصيل الأجهزة المساعدة أو Accessories لفحص العدادات ووظيفة هذه Accessories كما قلنا هي مراقبة Pulses ،وبالتالي لمراقبة Pulses يجب علينا توصيل هذا Accessories على العداد ومن ثم ربطه بجهاز CMC ، وهكذا أصبح لدينا دائرة فحص مغلقة.

فجهاز CMC سوف يقوم بحقن قيم تيار والجهد في فترة زمنية معينة ، وجهاز العداد سوف يصدر عدد معين من Pulses التي سيقوم جهاز CMC بعدها ، وهذا هو مبدأ فحص عدادات الطاقة بشكل كامل .

وبالتالي فإن هذا simulation يعني حقن تيار وجهد ، و من ثم قيام جهاز العداد بإصدار Pulses ، هذه Pulses تتم مراقبتها عن طريق Accessories ، و إرسال إشارة إلى جهاز CMC وجهاز CMC يقوم بعد هذه Pulses خلال فترة زمنية محددة .



طرق التحكم بجهاز CMC :

هنالك ثلاث طرق للتحكم بجهاز CMC :

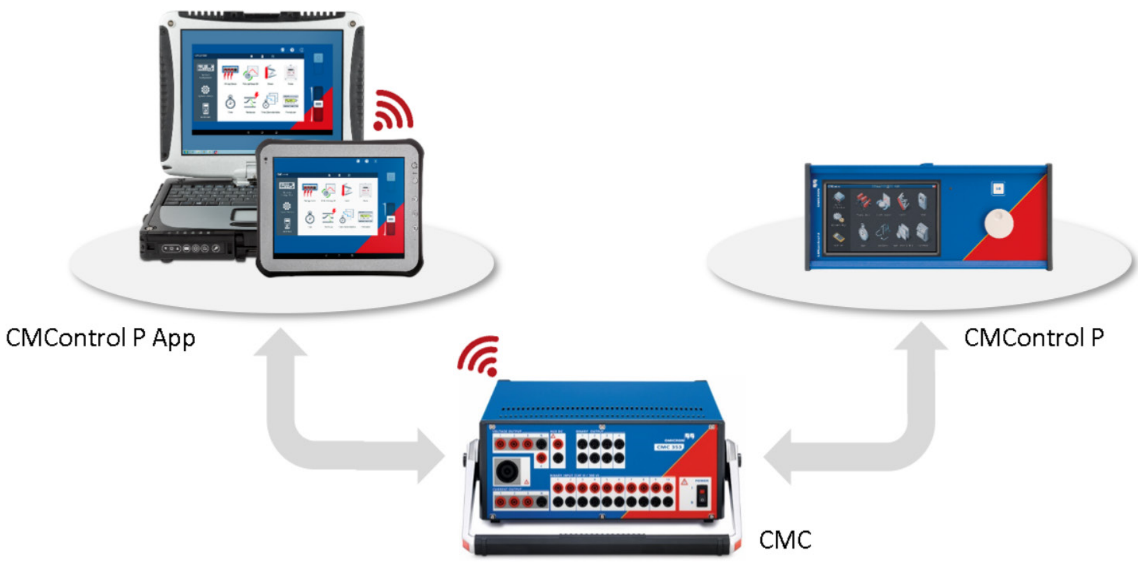
الطريقة الأولى هي استخدام Test Universe software وهي الطريقة الأساسية لهذه الدورة التدريبية.

الطريقة الثانية هي استخدام جهاز CMcontrol ، وهو متحكم يدوي بجهاز CMC manual control .

الطريقة الثالثة هي باستخدام CMEngine وبالتالي يمكنك عمل برنامج خاص للتحكم بجهاز CMC باستخدام باستغلال خاصية CMEngine.

بالنسبة CMcontrol كما قلنا هو جهاز متحكم يدوي يتم ربطه CMC عن طريق Ethernet cable ، حيث سيحصل على القدرة اللازمة للتشغيل مباشرة ، ويسمى هذا النوع من التشغيل power over ethernet ، ويمكن فصل CMcontrol عن جهاز CMC وحمله باليد واستخدامه ، أو هنالك طريقة أخرى للتحكم بجهاز CMC وهي باستخدام الأجهزة الذكية أو التابلت ، حيث أن هنالك تطبيق موجود حاليا على Google play for android .

هذا التطبيق اسمه CMcontrol app حيث يمكن استخدام التابلت للتحكم بجهاز CMC المربوط عن طريق Ethernet wireless راوتر ، وتعتبر هذه طريقة ذكية للتحكم بأجهزة الفحص.



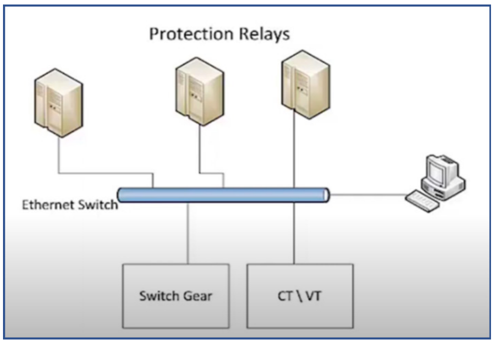
test universe software هو البرنامج الرئيسي والمواد الأساسية الذي نتحدث عنه في هذا الفصل من الكتاب والتي سنشرح فيها عن Mundus الخاصة بتنفيذ software لاحقا .

بالنسبة IEC61850 standard فهو يحتوي على قسمين رئيسيين :

القسم الأول يعني GOOSE massages

والقسم الثاني يعني Sample Values

من الأمثلة على GOOSE massages



- Relay Trip Signal
- Alarm Signal
- Scada Signal

أما أمثلة Sample Values .

- CT Signal
- VT Signal

في المستقبل القريب سوف يتم توصيل كل من أجهزة الحماية والقاطع الآلي CT & VT على شبكة واحدة عن طريق Ethernet ، ويتم تبادل كافة البيانات عن طريق digital signal ابتداء من بيانات CT & VT بيانات مراحل الحماية وإشارات الفصل.

وسيقوم القاطع الآلي باستقبال شرط الفصل عن طريق ethernet switch واتخاذ الاستجابة المناسبة ، وبالتالي سوف يتمثل هذا في تطور أجهزة الفحص التي لن تحتاج بعدها إلى analog signal للتيار والجهد و mechanical contacts لمراقبة استجابة المرحل لعملية الحقن وبالتالي فإن جهاز CMC850 يمثل مستقبل أجهزة الفحص ، هذا الجهاز يتناسب كليا مع standard IEC61850 .



الواجهة الأمامية لبرنامج Tast universe :

تشاهدون أمامكم الإصدار الرابع من برنامج Tast universe كما تشاهدون لدينا قائمة test modules هنا ، قائمة configuration modules ، قائمة control center ، قائمة test tools ، قائمة setup ، وقائمة support .



المجموعة الأولى تسمى general test modules ويمكن استخدام أي من هذه modules لفحص مختلف أنواع أجهزة الحماية، وذلك عن طريق التحكم بجميع مخارج التيار والجهد لجهاز CMC، وبالتالي تعتبر هذه modules غير مخصصة لفحص معين، مثلا يمكن باستخدام quickCMC فحص مرحلات الحماية من زيادة التيار ومرحلات الحماية المسافية والحماية التفاضلية إلى آخره.

بينما **المجموعة الثانية تعتبر** dedicated test modules أي بمعنى أنها مخصصة لفحص وظائف معينة لمرحل الحماية، مثلا نستخدم over current لفحص الحماية من زيادة التيار ونستخدم distance لفحص الحماية المسافية ، ولا يمكن استخدام differential لفحص حماية زيادة التيار على سبيل المثال، وبالتالي يمكن التعرف على وظيفة module من خلال اسمه.

Simulation modules يستخدم لفحص أعطال معينة في أنظمة كهربائية معينة، حيث يمكن تمثيل الشبكة الكهربائية ومن ثم عطل على هذه الشبكة ومتابعة كيفية رد فعل المرحل على هذا العطل .

Measurement test modules تستخدم لفحص كل من عدادات الطاقة ومحولات القياس transducer وأجهزة مراقبة نوعية القدرة power quality measuring devices.

IEC 61850 modules تستخدم لإجراء فحوصات الأنظمة التي تعمل على أساس IEC 61850 standard .

CB configuration يستخدم هذا modules لتمثيل الضوابط المساعدة للقواطع الآلية .

DC Configuration يستخدم لتشغيل مرحل الحماية عند فحصها في حال لم يكن DC system موجودا .

Control center يستخدم لفحص مرحلات الحماية ذات الوظائف المتعددة، حيث أنه يمكن باستخدام هذا modules أن نقوم بضم أكثر من test modules في ملف واحد بحيث تشكل هذه modules مع بعضها البعض سيناريو فحص لمرحل الحماية بالكامل بجميع وظائفه وانتاج تقرير واحد لجميع الفحوصات.
بالضغط على open protection testing library يمكن الوصول إلى العدد للعديد من سيناريوهات الفحص التي قامت شركة omicron بعملها لغاية التسهيل على زبائن الشركة إجراء عمليات الفحص، الحصول على هذه الملفات وتحديثها من الموقع الإلكتروني يتم بالمجان.

في قائمة test tools نجد **transplay** يستخدم هذا الموديل لحقن موجات من ملفات مخزنة في مرحل الحماية على شكل wave أو comparted files، هذه الملفات عادة ما يقوم المرحل بتخزينها عند حدوث عطل.

EnerLyzer هذا module يمكنك من استخدام binary inputs لقراءة قيم تيار وجهد، ويوفر هذا module إمكانية تسجيل موجات تيار وجهد معينة يمكن قراءتها من خلال binary inputs وتخزينها على جهاز الحاسوب الموصول مع جهاز CMC.

IEC 61850 moduleview يمكن استخدام هذا modules لإظهار وتحليل الموجات التي تم تخزينها في مرحل الحماية بسبب حدوث عطل، ويتم إظهار الموجة على شكل رسم بياني.

Harmonics يستخدم هذا modules لغرض حقن موجات تحتوي على أكثر من تردد ، من التطبيقات عليه هو تمثيل موجة تيار البدء بمحول القدرة.

Binary I \ O Monitor يمكن استخدام هذا module لإظهار وضعية كل اللواقط الموصولة على binary input for CMC .

Over current characteristics grabber في حالة عدم وجود معادلة واضحة لمنطقة العمل أو operating characteristics لمراحل الحماية من زيادة التيار، وبالتالي يمكن تصوير هذه characteristics باستخدام كاميرا أو scaner وإدخال هذه الصورة على module لتمثيل الصورة على شكل جدول يمكن إدخالها على over current module لإجراء الفحوصات الأوتوماتيكية لها.

Scheme testing tools سوف تجد عدد من modules التي تساعد على فحص مخططات الاتصالات بين مرحل الحماية ، هذه modules تم عملها خصيصا للسوق الأمريكي، ولكن يمكن للجميع التعرف عليها لأغراض تعليمية أكثر منها لأغراض الفحص خاصة في منطقتنا في الشرق الأوسط ، وتم ازالتها في الإصدرات الحديثة للبرنامج ، للتخفيف من حجم البرنامج ولقلة استخدامها .

Test set association الذي يستعمل للتوصيل ما بين جهاز CMC وجهاز الحاسوب. يستعمل هذا modules فقط لتوصيل مع أجهزة CMC عن طريق ethenet ، أما إذا كان توصيل عن طريق USB أو parallel cable، فإنه لا حاجة لاستعمال هذا modules.

System settings يستخدم لتحديد القيم الافتراضية modules ، وذلك للتقليل من التعديلات على القيم قدر الإمكان، مثلا لو كان التردد الذي نريد حقن الموجة به هو 60Hz فإننا لسنا بحاجة لأن نقوم كل مرة نستخدم فيها modules من تعديل قيمة التردد من 50 Hz إلى 60 Hz، لذلك يمكن تعديل القيمة الافتراضية في system setting إلى 60 Hz.



يتمثل هذا الأمر على التيار الثانوي المحول التيار والجهد الثانوي محول الجهد وأقصى قيمة تيار وجهد يمكن حقنها باستخدام جهاز CMC وأسماء phases.

License Manager يمكنك من معرفة تفاصيل رخصة جهاز CMC لديك ، وما هي mod- ules المفعلة لديك، ويمكن دمج أكثر من رخصة لأكثر من جهاز في خلال هذا modules.

Language selection يستخدم لتغيير لغة البرنامج.

في قائمة support لدينا **Tutorials** وهي تحتوي على فيديوهات تبين كيفية استعمال جهاز CMC وبرنامج test universe.

Manuals سوف تجد جميع catalogs أجهزة الفحص الثانوي والاكسسوارات في هذه القائمة بالإضافة إلى catalogs برنامج test universe.

help تساعدك على التعرف على المزيد من التفاصيل عن أي نقطة موجودة في هذا البرنامج

Tips & tricks يستخدم لإسداء نصائح من omicron حول كيفية إجراء فحوصات معينة بطرق أسرع.

Contacts يمكنك الحصول على معلومات الاتصال بأحد مراكز omicron الخاص بك من منطقتك.

Omicron assist عند فتح هذا البرنامج فإنه يقوم بشكل أوتوماتيكي بتجميع المعلومات الضرورية لشركة omicron لدراسة أسباب أي مشكلة قد تواجهها عند استخدام برنامج test universe.

Diagnosis & Calibration اضغط هنا لتجد أدوات تساعدك على حل مشاكل فنية أو معايرة جهاز CMC.

What's new سوف تجد هنا معلومات عن التغييرات الأساسية على برنامج test universe عند تحديثه من نسخة معينة أو من إصدار معين إلى اصدار آخر.

للتوصيل ما بين جهاز CMC والكمبيوتر يتم توصيل أحد طرفي Ethernet cable بجهاز الحاسوب والطرف الآخر في أي من مدخلي Ethernet لجهاز CMC من الجهة الخلفية.

بعد ذلك نقوم بالضغط على Test set association،

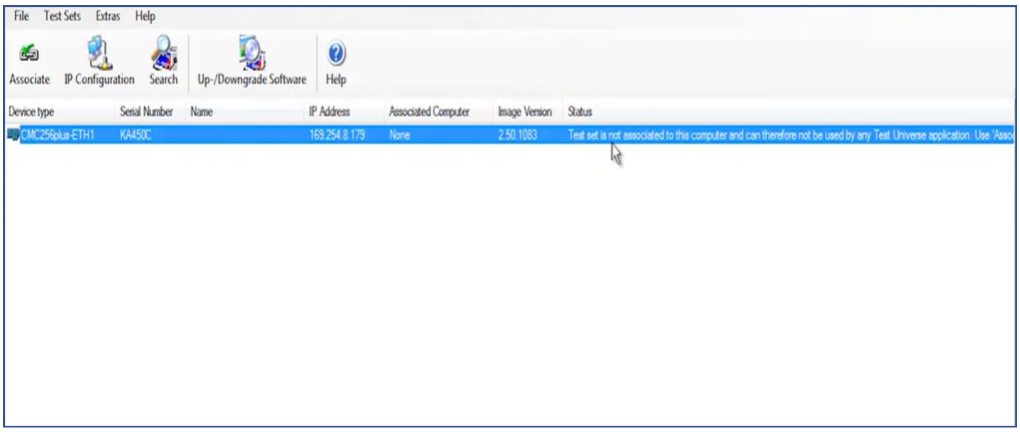
تظهر لدينا الآن شاشة جديدة تحتوي على معلومات عن جهاز CMC النوع ، الرقم التسلسلي ، IP Address، إصدار النسخة الداخلية لجهاز CMC status والتي تبين لنا حالة التوصيل.

يجب اتباع التعليمات الموجودة في حالة التوصيل هنا للتوصل إلى الربط مع جهاز CMC لنقرأ التعليمات:

جهاز CMC ليس مربوط على هذا الكمبيوتر، وبالتالي لا نستطيع استخدام test universe.

إذن ما العمل؟

العمل هو يجب علينا أن نضغط على associate لنتمكن من التوصيل مع جهاز CMC .



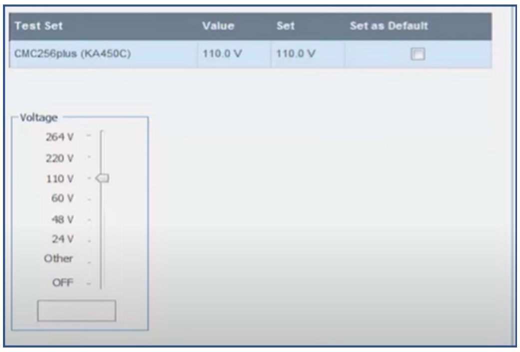
إذا نضغط على associate ، زر associate الموجود على شريط الأدوات هنا ، تظهر لنا رسالة تطلب منا الضغط على زر associate في الجهة الخلفية لجهاز CMC.

نضغط على زر associate ومن ثم نضغط على OK ، لنجد أن الرسالة في Status.

الآن يمكنني استخدام جهاز CMC مع برنامج test universe لأن الآن الجهاز أصبح مربوطا على هذا الكمبيوتر كما تشاهدون هنا.

بعد ذلك يمكنني إغلاق هذه الشاشة.

لتشغيل مرحل الحماية نفتح AuxDC Configuration test module ، نحتاج إلى 110 V DC لتشغيل مرحل حماية لدينا .





أختار من هنا 110 V DC نجد أن هناك بعض الخيارات المتاحة إذا كان DC الذي تحتاجه غير موجود ضمن هذه الخيارات نضغط على other ويمكن إدخال أي قيمة voltage تريدها إذا لم تكن ضمن هذه الخيارات.

بالنسبة لمرحل الحماية الذي لدينا يحتاج إلى 110 V DC، أختارها وأضغط على apply configuration.

نجد أن مرحل الحماية قد اشتغل، بعد ذلك نقوم بإغلاق هذه الصفحة.

تريد أن تحفظ هذه التغييرات؟ ممكن أن نقول لا.

قانون Ohm **هذا القانون خاص بشركة omicron** حيث يبين خطوات الفحص، كما تعلمون فإن قانون ohm المتعارف عليه هو الجهد يساوي التيار مضروب في المقاومة، ولكن لدى omicron قانون خاص بها يمثل خطوات الفحص.

كلمة ohm باللغة الإنجليزية مكونة من 3 حروف وهي m , h , o ، الثلاث الأحرف تمثل الكلمات التالية :

O : test object أي أنها تمثل الجهاز الذي نقوم بفحصه.

H: hardware configuration أنها تمثل جهاز CMC.

module أي أنها تمثل برنامج الفحص.

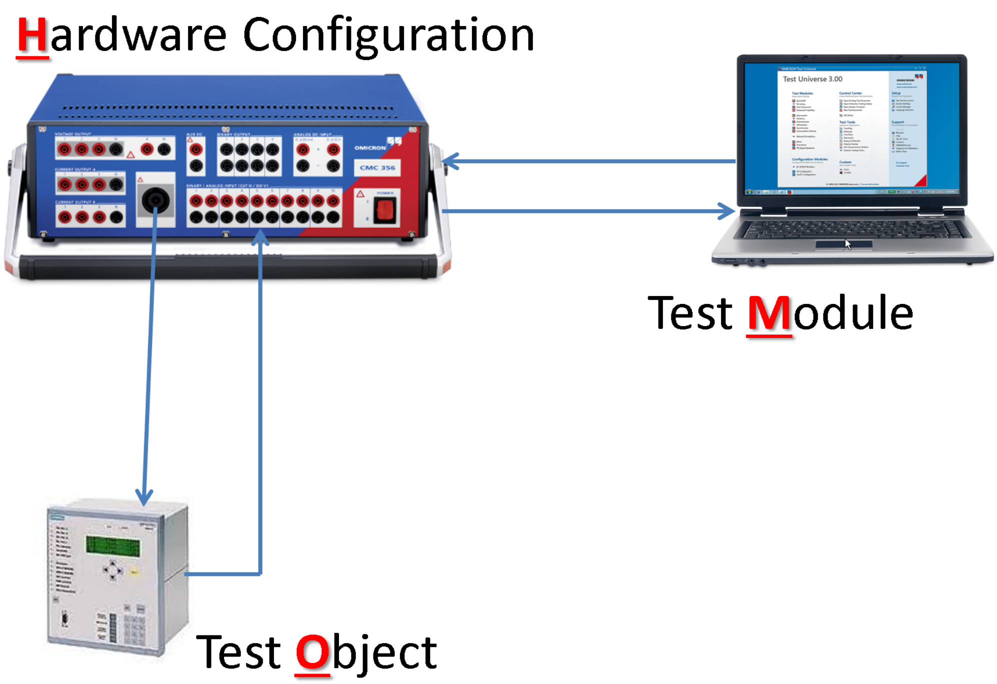
Test O bject

H ardware configuration

M odule

كما تشاهدون هنا هذا هو أساس الفحص، لدينا مرحل حماية نريد فحصه وجهاز CMC لحقن قيم التيار والجهد ومراقبة ردة فعل مرحل الحماية على عملية الحقن وجهاز حاسوب للتحكم بجهاز CMC وبدء عملية الحقن والحصول على النتائج وعمل التقارير اللازمة.

يجب علينا اتباع قانون Ohm لإجراء كل الفحوصات على جهاز CMC بشكل أسرع وأكثر سهولة.



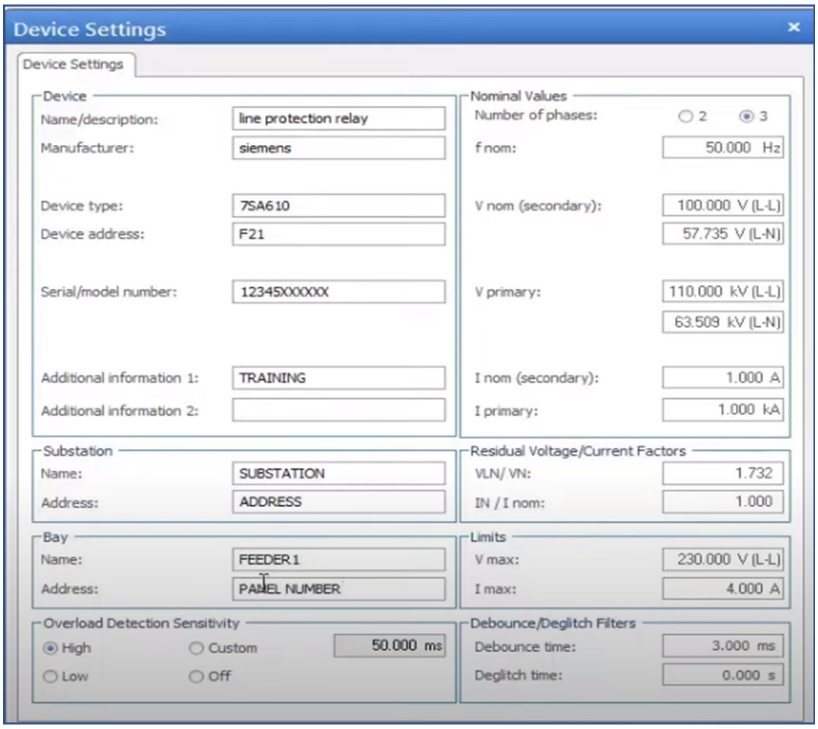
الفحص باستخدام quick CMC :

لفتح quick CMC module نضغط لمرة واحدة على هذا module .

كما تعلمنا من سابقا ، فإنه علينا اتباع قانون ohm لإجراء الفحص ، نبدأ بفتح test object ، نشاهد أمامنا قائمة تسمى rio ، وكلمة rio عبارة عن اختصار لكلمة relay interface by omicron .

داخل هذه القائمة ، هنالك خياران خيار الأول device والآخر distance ، نبدأ بخيار device ،أفتحه بالضغط عليه من ثم نضغط على edit ، تظهر لدينا الآن شاشة لندخل فيها معلومات حول مرحل الحماية ، نبدأ من الإسم أو الوصف وندخل line protection rela عندنا Manufacturer يلي هي المصنع siemens ، نوع الجهاز device ، 7SA610 address ، إذا كان لدينا عنوان للجهاز نقوم بإدخاله في device address من الممكن إدخال رمز مثل F21 ولا تدل على مرحل حماية المسافية serial number من الممكن إدخال أي serial number لمرحلة الحماية أو الرقم التسلسلي ، إذا كان لدينا أي معلومات إضافية يمكن إضافتها في هذه الخلية ، additional information 1&2 ، مثلا أقوم بإدخال سبب فحص مرحل الحماية ، هذا مثلا training أو commissioning أو maintenance إلى آخره ، أي معلومات إضافية ثانية بعد ذلك نقوم بإدخال اسم المحطة substation عنوانها substation address ، هنا يمكننا إدخال اسم الدائرة الموصول عليها مرحل الحماية أو التي يقوم مرحل الحماية بحمايتها، و address من الممكن وضع رقم اللوحة على سبيل المثال .

overload detection sensitivity و هي عبارة عن زيادة الحمل، عادة ما تحصل زيادة الحمل في حالتين :



- الحالة الأولى قطع أو فتح في دائرة التيار.
- الحالة الثانية قصر في دائرة الجهد مما يؤدي لأن تقوم CMC بمحاولة حقن قيم التيار والجهد المطلوبة للفحص

لكن القيمة الحقيقية التي تم حقنها تختلف عن القيمة المطلوبة ، كما تشاهدون لدينا خيارات مختلفة لتحديد حساسية زيادة الحمل high .

أي بمعنى أن حساسية الجهاز لحالات زيادة الحمل تكون عالية ، في هذه الحالة إذا كان الاختلاف ما بين التيار المطلوب حقنه والتيار الفعلي أكبر من 20 مل أمبير عند أقصى قدرة ولمدة تزيد عن 50 مل ثانية ، فإن الجهاز سيعطي رسائل تحذيرية منها صوتية ومنها كتابية.

low أي أن حساسية الجهاز لحالات زيادة الحمل تكون منخفضة ، وهنا في هذه الحالة إذا كان الاختلاف بين التيار الفعلي والمطلوب أكبر من 200 مل أمبير عند أقصى قدرة ، ولمدة تزيد عن 200 مل ثانية ، فإن الجهاز سيعطي رسائل تحذيرية.

castom تقوم هذه الخاصية بمنح المستخدم إمكانية تحديد الوقت الذي يجب إصدار رسائل تحذيرية بعده، علما بأن التوقيت كالتالي.

إذا كانت المدة أقل من 100 مل ثانية ، فإن فرق التيارات سيكون 20 مل أمبير.

وإذا كانت المدة التي حددها المستخدم أكثر من 100 مل ثانية ، فإن فرق التيارات سيكون 200 مل أمبير.

off ستقوم هذه الخاصية بإلغاء خاصية اكتشاف overload وإيقاف الرسائل التحذيرية.

ينصح باستخدام خاصية high عند فحص مرحلة الحماية الرقمية أو أي أجهزة ذات مقاومة منخفضة low burden devices .

واستخدام خاصية low عند فحص مرحلات الحماية إلكترو ميكانيكية أو ذات المقاومة المرتفعة high burden devices.

الآن ندخل القيم الطبيعية ، نبدأ بعدد phases ، لدينا خيارين : الخيار الأول 2 بمعنى أن هذا المرحل موصول على نظام كهربائي ذو 2 Phases بمعنى آخر نظام DC.

الخيار الثاني 3 ، بمعنى أن هذا المرحل موصول على نظام كهربائي ذو 3 phases ، أي نظام AC نقوم باختيار 3 phases فلذلك نقوم بتحديد التردد، يجب التنويه هنا إلى أن التردد الذي سيتم إدخاله هنا هو تردد الموجة التي سيتم حقنها لاحقا، وبالتالي فإن التردد هنا يجب أن يكون مثل قيمة التردد في إرساء المرحل.

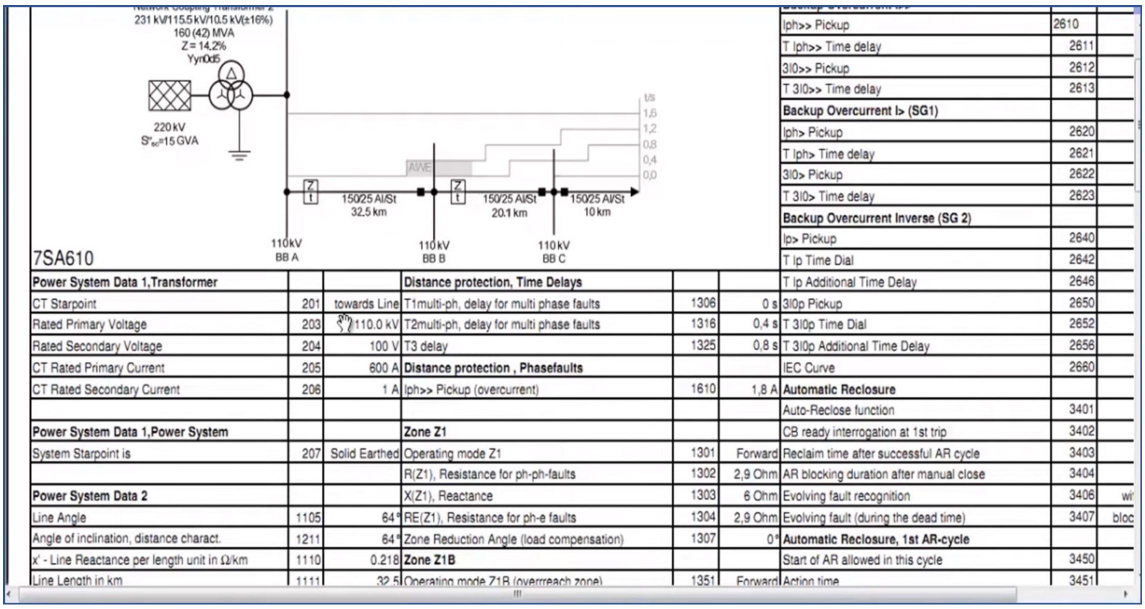
في حالتنا هذه نختار 50 Hz ، بعد ذلك نقوم بإدخال نسبة تحويل محول الجهدVT.

نشاهد هذه هي إرساءات مرحل الحماية لدينا

rated primary voltage : 110 KV

rated Secondary voltage : 100V

إذاً هذه هي نسبة تحويل محول الجهد 110 كيلو فولت على الجهة الابتدائية و 100 فولت على الجهة الثانوية.



						Iph>> Pickup	2610	
						T Iph>> Time delay	2611	
						3I0>> Pickup	2612	
						T 3I0>> Time delay	2613	
						Backup Overcurrent I> (SG1)		
						Iph> Pickup	2620	
						T Iph> Time delay	2621	
						3I0> Pickup	2622	
						T 3I0> Time delay	2623	
						Backup Overcurrent Inverse (SG 2)		
						Ip> Pickup	2640	
						T Ip Time Dial	2642	
Power System Data 1,Transformer			**Distance protection, Time Delays**			T Ip Additional Time Delay	2646	
CT Starpoint	201	towards Line	T1multi-ph, delay for multi phase faults	1306	0 s	3I0p Pickup	2650	
Rated Primary Voltage	203	110.0 kV	T2multi-ph, delay for multi phase faults	1316	0,4 s	T 3I0p Time Dial	2652	
Rated Secondary Voltage	204	100 V	T3 delay	1325	0,8 s	T 3I0p Additional Time Delay	2656	
CT Rated Primary Current	205	600 A	**Distance protection , Phasefaults**			IEC Curve	2660	
CT Rated Secondary Current	206	1 A	Iph>> Pickup (overcurrent)	1610	1,8 A	**Automatic Reclosure**		
						Auto-Reclose function	3401	
Power System Data 1,Power System			**Zone Z1**			CB ready interrogation at 1st trip	3402	
System Starpoint is	207	Solid Earthed	Operating mode Z1	1301	Forward	Reclaim time after successful AR cycle	3403	
			R(Z1), Resistance for ph-ph-faults	1302	2,9 Ohm	AR blocking duration after manual close	3404	
Power System Data 2			X(Z1), Reactance	1303	6 Ohm	Evolving fault recognition	3406	wi
Line Angle	1105	64°	RE(Z1), Resistance for ph-e faults	1304	2,9 Ohm	Evolving fault (during the dead time)	3407	bloc
Angle of inclination, distance charact.	1211	64°	Zone Reduction Angle (load compensation)	1307	0°	**Automatic Reclosure, 1st AR-cycle**		
x' - Line Reactance per length unit in Ω/km	1110	0.218	**Zone Z1B**			Start of AR allowed in this cycle	3450	
Line Length in km	1111	32.5	Operating mode Z1B (overreach zone)	1351	Forward	Action time	3451	

إذاً الجهة الثانوية 100(L-L) V ، لاحظ هنا أن قيمة (L-N) سوف تحسب بشكل أوتوماتيكي.

القيمة الابتدائية لمحول الجهد هي (L-L) 110kV ، بعد ذلك نقوم بإدخال نسبة تحويل محول التيار ،نسبة تحويل محول التيار هنا حسب إرساءات هذا المرحل،

CT rated primary current = 600 A

CT rated secondary current = 1A

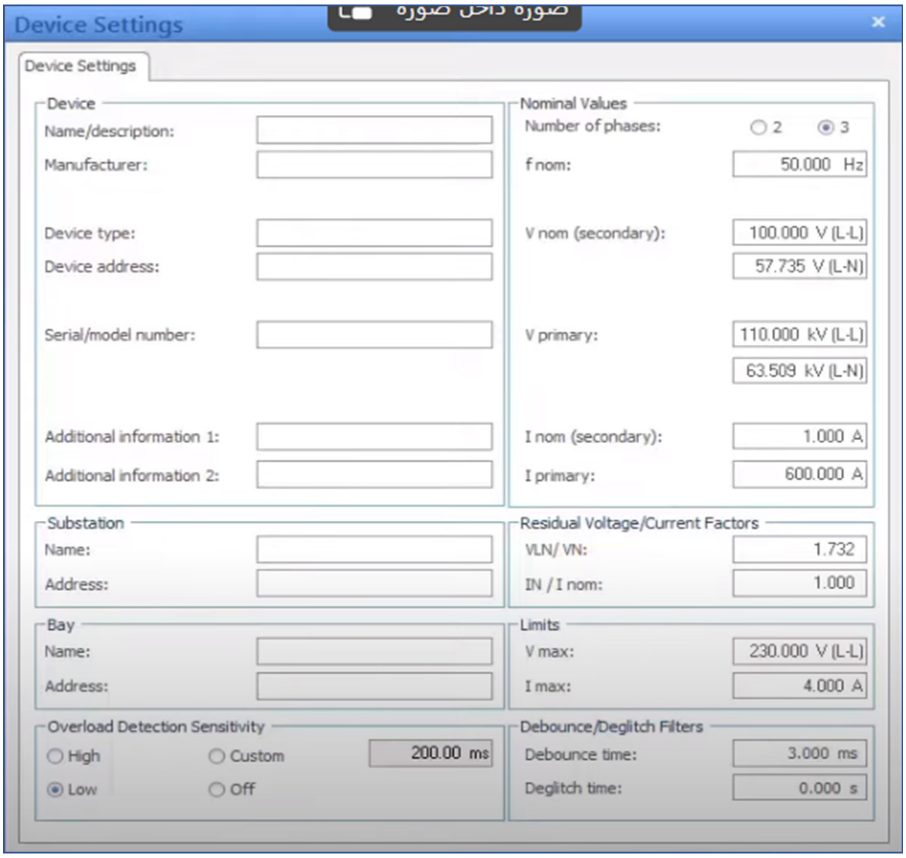
إذن نسبة تحويل محول التيار هنا 600 إلى 1.

إذا I nom secondary = 1A & I primary = 600A

Residual voltage \ current factors

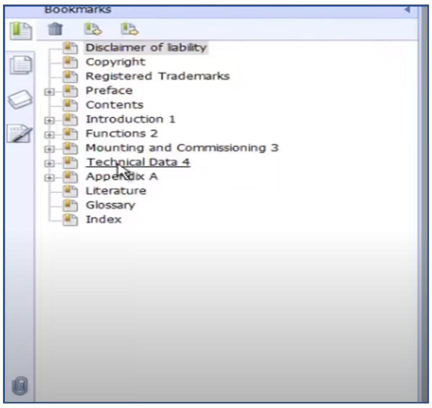
تستخدم هذه الخاصية عند فحص مرحلة الحماية في شبكة تحتوي على 4 محولات تيار 3 على الفلزات و1 على neutral ، بمعنى أن مرحل الحماية يعمل على قياس التيار الرابع ولا يقوم المرحل باحتساب قيمته، نفس الشيء بالنسبة إلى محولات الجهد، إذا كان مرحل حماية لدينا موصول على ثلاث محولات تيار أو على ثلاث محولات جهد ، فإننا لن نستخدم هذا fatcors وبالتالي علينا تجاهله، يرجى عدم وضع صفر أو شطب أي قيمة من هذه القيم الموجودة هنا في هذه الصفحة.

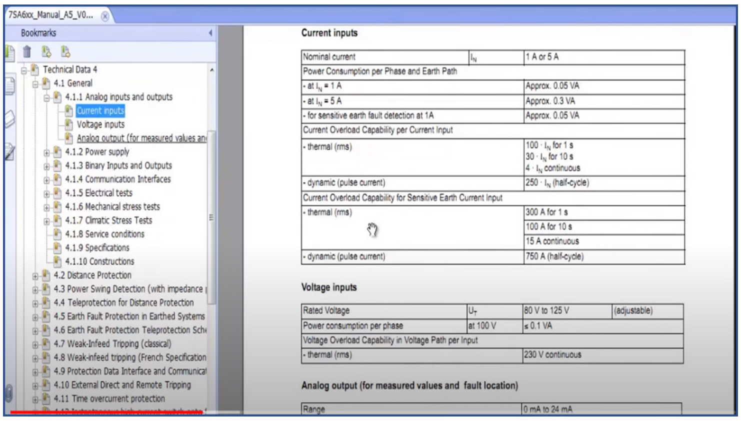
إذا لم ترد استخدام أي عامل هنا أرجو منك أن تتجاهله.



بعد ذلك ننتقل إلى limits ، باستخدام هذه الخاصية يمكن لمستخدم جهاز CMC من تحديد أقصى قيمة تيار وجهد، يمكن حقنه أثناء الاختبار ، لتفادي حقن قيم عالية من الممكن أن تؤدي إلى الإضرار بمرحل الحماية، يتم تحديد أقصى قيم للتيار والجهد التي يجب على جهاز CMC حقنها من خلال catalog مرحلة الحماية ، لنرى كيف نستطيع استخدام catalog المرحل لإيجاد هذه المعلومات.

هذا هو catalog مرحلة الحماية أمامنا ، نذهب إلى Technical data chapter ، نضغط على general ، بعد ذلك نذهب إلى analog inputs and outputs ، ثم نختار current inputs ، من هذا الجدول نجد أن قيمة thermal current هي 4 أضعاف قيمة التيار الطبيعي لمرحل الحماية .





أي بمعنى أنه لو تم حقن مرحل الحماية هذا بتيار تبلغ قيمة 4 أضعاف قيمة الطبيعية بشكل مستمر، فإن عملية الحقن هذه لا يجب أن تؤثر على سلامة مرحل الحماية.

Nominal Frequency	f_N	50 Hz or 60 Hz	(adjustable)

Current inputs

Nominal current	I_N	1 A or 5 A
Power Consumption per Phase and Earth Path		
- at I_N = 1 A		Approx. 0.05 VA
- at I_N = 5 A		Approx. 0.3 VA
- for sensitive earth fault detection at 1A		Approx. 0.05 VA
Current Overload Capability per Current Input		
- thermal (rms)		100 · I_N for 1 s 30 · I_N for 10 s 4 · I_N continuous
- dynamic (pulse current)		250 · I_N (half-cycle)
Current Overload Capability for Sensitive Earth Current Input		
- thermal (rms)		300 A for 1 s 100 A for 10 s 15 A continuous
- dynamic (pulse current)		750 A (half-cycle)

Voltage inputs

Rated Voltage	U_T	80 V to 125 V	(adjustable)
Power consumption per phase	at 100 V	≤ 0.1 VA	
Voltage Overload Capability in Voltage Path per Input			
- thermal (rms)		230 V continuous	

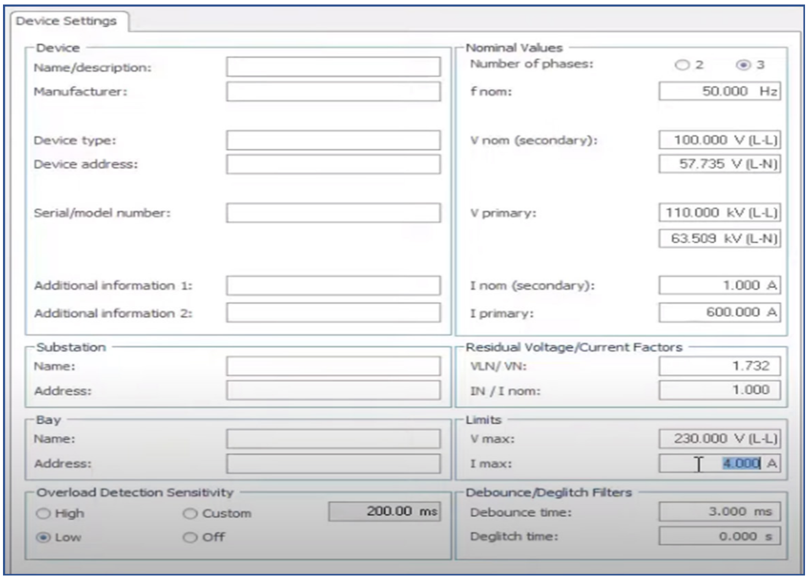
بالنسبة لأقصى قيمة جهد يمكن تطبيقها على مرحل الحماية نجد أن القيمة هي 230 V ، إذا علينا إدخال قيمة 230 V كأقصى قيمة جهد يمكن تطبيقه على مرحل الحماية ، 4 أضعاف من nominal current كأقصى قيمة تيار .

Current inputs

Nominal current	I_N	1 A or 5 A
Power Consumption per Phase and Earth Path		
- at I_N = 1 A		Approx. 0.05 VA
- at I_N = 5 A		Approx. 0.3 VA
- for sensitive earth fault detection at 1A		Approx. 0.05 VA
Current Overload Capability per Current Input		
- thermal (rms)		$100 \cdot I_N$ for 1 s $30 \cdot I_N$ for 10 s $4 \cdot I_N$ continuous
- dynamic (pulse current)		$250 \cdot I_N$ (half-cycle)
Current Overload Capability for Sensitive Earth Current Input		
- thermal (rms)		300 A for 1 s 100 A for 10 s 15 A continuous
- dynamic (pulse current)		750 A (half-cycle)

Voltage inputs

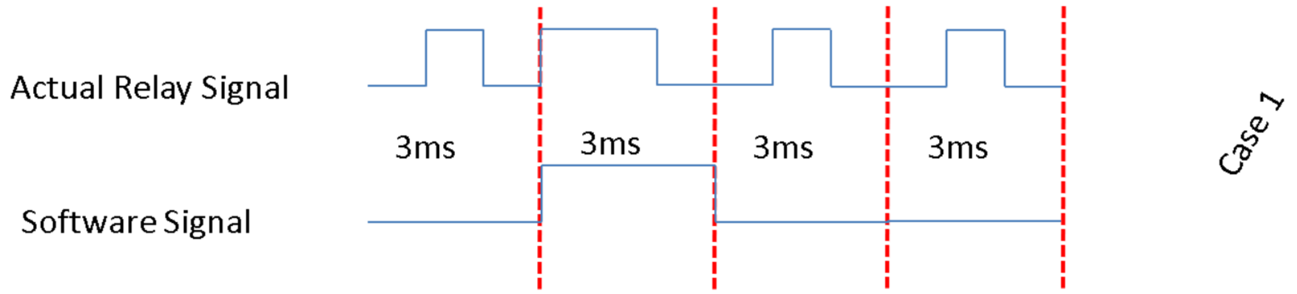
Rated Voltage	U_T	80 V to 125 V	(adjustable)
Power consumption per phase	at 100 V	≤ 0.1 VA	
Voltage Overload Capability in Voltage Path per Input			
- thermal (rms)		230 V continuous	



لو كان لدينا مرحل حماية وكان لاقط الفصل أو trip contact، لهذا المرحل في حال سيئة إلى حد ما، فإن هذا اللاقط سوف يغلق ويفتح عدة مرات قبل إغلاقه الأخير.

وعملية الفتح والإغلاق هذه تسمى flickering ، وحالة flickering هذه هي حالة يعتبرها الشخص الذي يقوم بعملية الفحص غير جيدة وذلك لحصوله على العديد من النبضات ، وبالتالي يجب عليه عمل فلترة لهذه signal، فبرنامج test universe يقوم بهذه العملية حيث انه يعتبر حالة one أو الواحد في حال كان اللاقط مغلقا وحالة zero أو الصفر في حال كان اللاقط مفتوحا zero تعني أن one ، contact is open تعني أن contact is close.

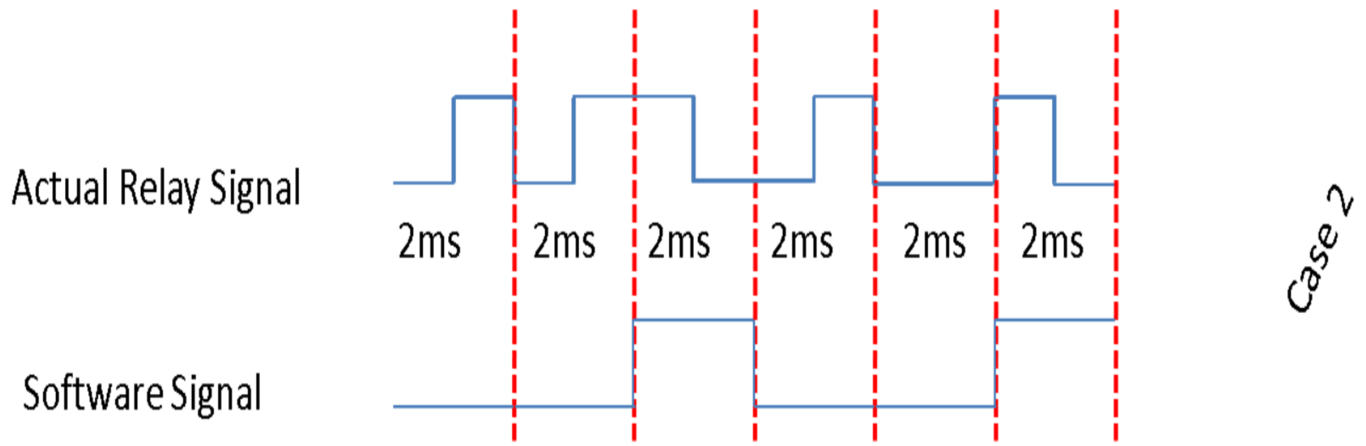
لنرى مثال الأول أمامنا ، نجد هنا كيفية أداء لاقط الفصل من مرحل حماية، فعندما نختار وقت لمدة 3 ثواني ، فإن برنامج test universe يقوم على تقسيم المنطقة إلى فترات متساوية كل منها مدته 3ms ، بعد ذلك سيقوم البرنامج بإظهار الموجة آخذا بعين الاعتبار قيمة deglitch filter، حيث أن هذه القيمة تمثل متى يجب تغيير حالة الناقل عند حدوثها بعد انتهاء المدة.



لو نشاهد في الفترة الأولى تبدأ الموجة بصفر فيعمل البرنامج على وضع صفر للفترة كاملة بغض النظر في إذا ما كان هذا اللاقط قد أصبح one أو لا خلال هذه الفترة فإنه يضع zero للفترة كاملة ، بعد انتهاء هذه الفترة، يتم مراقبة وضعية اللاقط، فنجد أنها أصبحت one وأن وقت deglitch time هو zero deglitch أي بمعنى أنه إذا شاهد أي تغيير فإن على test universe أن يظهر التغيير مباشرة بدون أي زمن تأخير، وبالتالي فإن برنامج test universe سيقوم بوضع 1 للفترة كاملة لمدة 3ms، بغض النظر فيما إذا كانت حالة هذا اللاقط قد تغيرت خلال 3ms أم لا، بعد ذلك يتم مراقبة غاية اللاقط للفترة التالية فنجد أنها zero فيتم وضعها zero للمدة كاملة ، بعد ذلك نجدها zero أيضا ، ويتم وضعها zero للفترة كاملة.

فنجد أن signal النهائية التي حصلنا عليها هي signal ذات نبضة واحدة فقط ، وبالتالي تم عمل فلترة لهذه signal التي حصلنا عليها من مرحل الحماية .

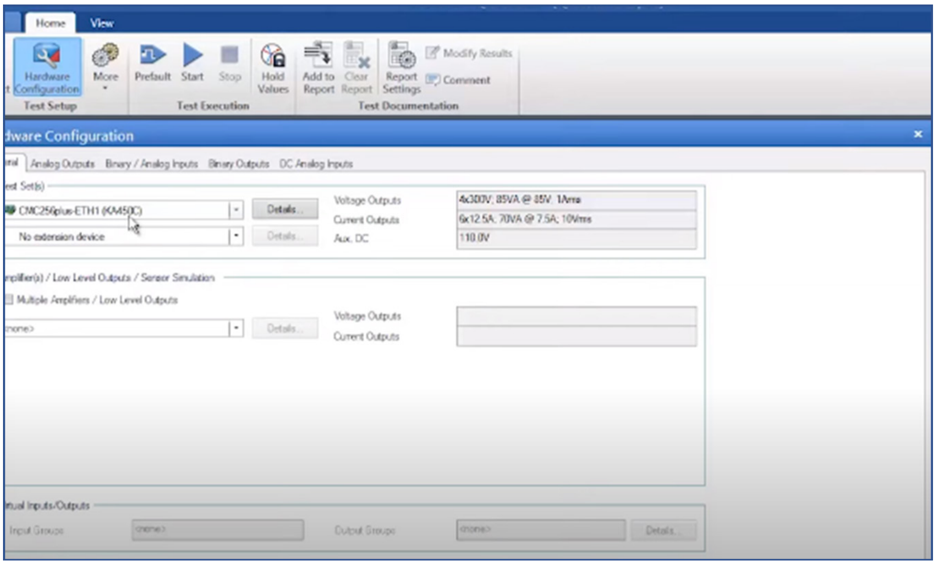
لنشاهد الحالة الثانية في حال تغيير debounce time إلى 2ms بدلا من 3ms ، وبالتالي فإن برنامج test universe سوف يقوم بتقسيم هذه الموجة إلى فترات متساوية مدة كل واحدة 2ms، من ثم نجد أنه في الفترة الأولى كانت البداية zero وبالتالي فإن البرنامج يضع zero لكل الفترة ، لذلك هي zero أيضا. بعد ذلك أصبحت واحد فإن البرنامج سيضع 1 للفترة كاملة ، بعد ذلك zero بعد ذلك zero، بعد ذلك 1.
نلاحظ أنه كلما قل debounce time زادت عدد النبضات.



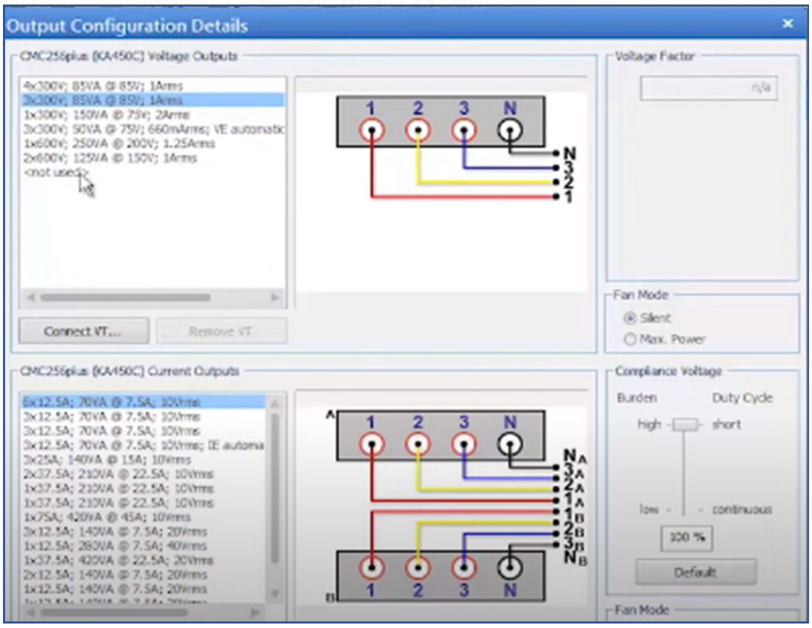
لاحظ أنه عندما كان debounce time=3ms كانت المحصلة النهائية موجة بنبضة واحدة.
عند الانتهاء من ادخال جميع البيانات في هذه الصفحة نقوم بالضغط على زر OK لتطبيق هذه القيم على البرنامج.
نظرا لأننا نقوم بفحص مرحل حماية من زيادة التيار فإنني أتجاهل distance block هنا.
من ثم أقوم بالضغط على زر OK لإكمال **الخطوة الأولى من خطوات الفحص.**



الخطوة الثانية هي Hardware configuration نقوم بالضغط على هذه الأيقونة التي تشبه جهاز CMC، فتظهر لدينا شاشة جديدة تحتوي على بيانات جهاز CMC المربوط على جهاز الحاسوب مع الرقم التسلسلي كما تشاهدون هنا نبدأ بالضغط على زر details، هنا نحدد عدد مخارج الجهد والتيار التي نحتاجها في الفحص بالضغط على أحد الخيارات هنا تظهر لدينا رسمة تبين كيفية توصيل مخارج جهاز CMC. الرقم الأول يظهر عدد المخارج ، الرقم الثاني يظهر أقصى قيمة يمكن الوصول إليها، الرقم الثالث الحمل الذي يستطيع فحصه الجهاز بهذه التوصيلة.

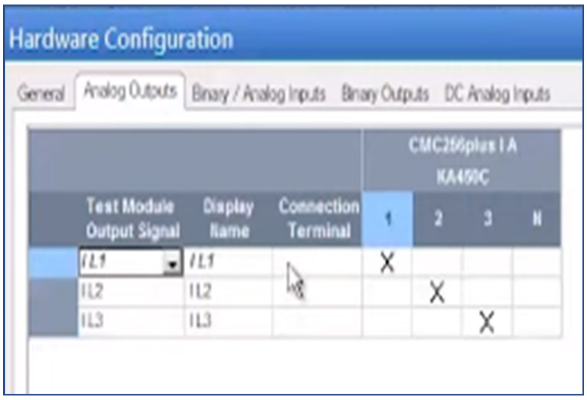


كما نلاحظ يمكن اختيار أكثر من خيار للتوصيل، وبالتالي هنا تبين لنا كيفية التوصيل ، في حالتنا الآن نقوم بفحص مرحل حماية من زيادة التيار، وهذا المرحل غير اتجاهي بالتالي أختار voltage not used.



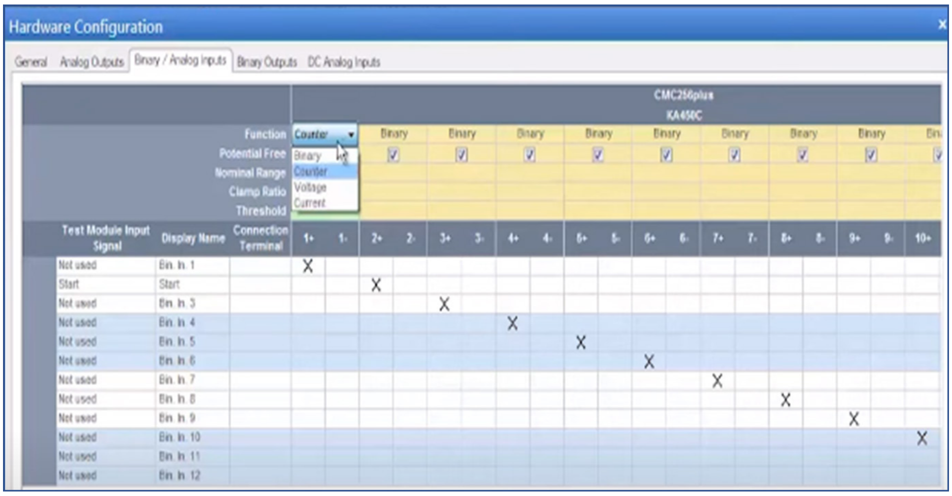
بالنسبة للتيار أختار 3 تيارات، نلاحظ عند اختيارنا للخيار الأول أن التوصيل يكون على مجموعة A ، اخترت الخيار الثاني يكون التوصيل على المجموعة B، نختار 3 A تيارات من المجموعة A ، ثم نضغط على زر OK، ومن ثم نعود لهذه الشاشة.

بعد ذلك نقوم بالضغط على أنا analog outputs، نرى جدول في المخارج التي تم اختيارها ، في هذا الجدول يجب أن نتأكد من أن جميع المخارج التي نحتاج إليها في الاختبار مفعلة، كما نشاهد IL1 , IL2 , IL3 ، ويمكن إدخال رقم التوصيل على اللوحة أو على المرحل في العمود الثالث، هنا يمكن كتابة T1- T5، T2-T5 على سبيل المثال، و T3-T5 ، يتم إدخال هذه البيانات لأغراض إظهار هذا التوصيل في تقرير النتائج، الهدف الرئيسي من إدخال هذه البيانات هو عند فحص المرحل مرة ثانية، لا يتم تضييع الوقت في البحث عن نقاط توصيل التيار والجهد من جديد .



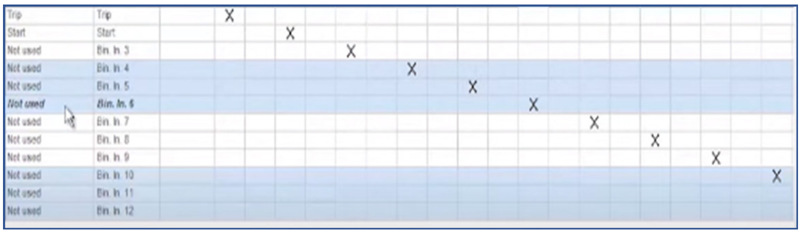
بعد الانتهاء من هذا الجدول ننتقل للصفحة التالية وهي Binary \ analog inputs، كما تشاهدون هنا، يوجد لدينا عشر مداخل للجهاز يمكن برمجة كل مدخل حسب الفحص الذي تريد القيام به بالضغط على زر binary نجد كل الخيارات المتاحة لهذا المدخل فيمكن تحديد وظيفته ك Voltage , counter , voltage and current .

في حالة الفحص الذي نريد القيام به نحتاج تحديد مدخلين أحدهما لتوصيل لوقط بداية التشغيل pickup contact، والآخر للاقط الفصل trip contact ، اختار binary input رقم واحد ل trip contact و binary input رقم اثنين start contact، يمكن تحديد فيما إذا كان اللاقط الذي نريد استخدامه رطب أو جاف، بتحديد هذا الخيار بالضغط هنا نحدد بأن هذا اللاقط هو عبارة عن لاقط رطب أو wet contact، ومن هنا يمكن تحديد مستوى الجهد الذي سنحصل عليه عند إغلاق هذا اللاقط ، threshold تحدد القيمة التي يتخذ عندها جهاز CMC القرار بأن اللاقط مغلق عند قراءة قيمة أعلى من هذه القيمة.



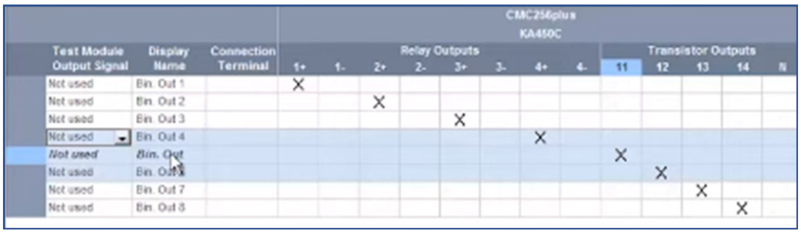
القيمة الإعتيادية لهذا الخيار هي 70% من القيمة الطبيعية، مثلا لو أدخلنا هنا V 100 ، نجد أن قيمة threshold هي 70، فدائما ما تكون هذه القيمة هي 70% من القيمة التي نحددها هنا في القيمة الطبيعية، ولكن يمكننا تغيير هذه القيمة، مثلا لو أردت أن تكون هذه القيمة V 85، فأصبحت threshold .

الآن V 85على سبيل المثال، في حالتنا هذه نحتاج أن تكون جميع اللواقط جافة لأنني أقوم بتوصيل binary input لجهاز CMC على مرحل الحماية مباشرة، فنبقي على هذه العلامة، ونضع Module للمداخل التالي نظرا لعدم استخدامها من binary input رقم 3 الى binary input العاشر نضعه جميعا not used، ومن الممكن أيضا إزالة إشارة X هنا ، أيضا هذه الطريقة تلغي استخدام هذا المدخل، من الممكن أن نضع أيضا أرقام توصيل لمداخل مرحل الحماية .



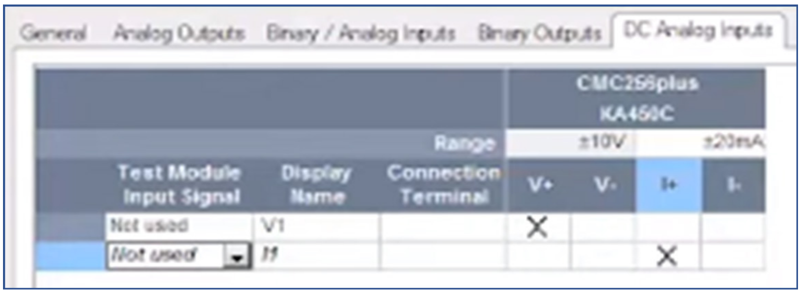
من الممكن كتابة binary input رقم 1 يستخدم لل trip contact على سبيل المثال ، و binary output رقم 7 يستخدم لل start contact .

بعد الانتهاء من هذه الصفحة نقوم بالضغط على Binary outputs، كما تعلمون، فإن جهاز CMC يحتوي على 4 Binary outputs ، هنا لا نحتاج أي من هذه المخارج في الاختبار، وبالتالي أختار not used لكل منها.

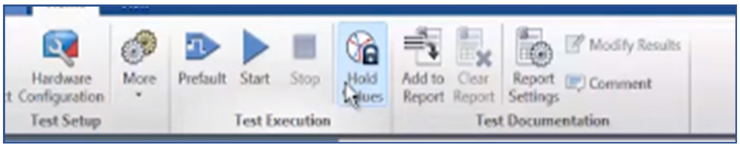


بعد ذلك ننتقل لصفحة التي تليها DC analog inputs وتستخدم هذه الصفحة لإعدادات فحص محولات القياس transducers بما أنني لا أختبر محول قياس الآن، إذا اختار not used لكلا الخيارين، بعد ذلك اضغط على زر OK.

الخطوة الثالثة في الاختبار هي test module ، عند الوصول إلى هذه الخطوة، يرجى فتح test view شاشة الاختبار كأول خطوة ويمكن الوصول إليها عن طريق الضغط على view، ثم ضغط على test view ، ثم العودة إلى home.



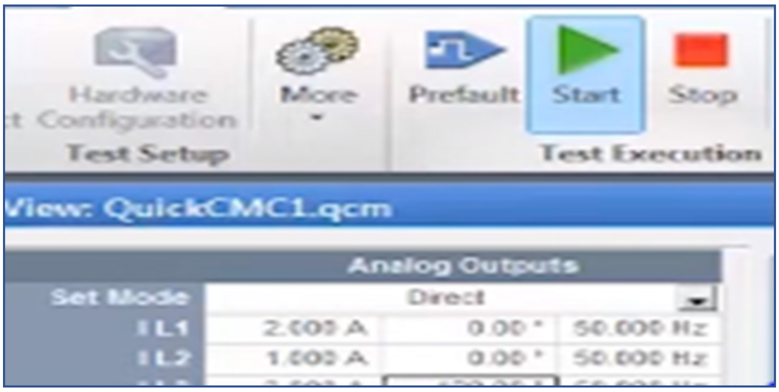
في شريط الأدوات tools bar يظهر لدينا أولا hardware configuration، test object، perfault وتستخدم لحقن قيم معدة مسبقا من شركة omicron، وهي عبارة عن القيم الطبيعية للجهد الذي تم إدخاله في test object و قيمة التيار صفر على 3-phases، بعد ذلك لدينا زر start الذي يمكن بالضغط عليه بداية الحقن للقيم الموجودة في الجدول أدناه، stop، تستخدم لإيقاف عملية الحقن، hold valuesتستخدم لتعليق الحقن بنفس القيام، ومن ثم إجراء بعض التغييرات على قيم الحقن دون التأثير على القيمة التي يحقنها جهاز CMCفي نفس الوقت ، بعد الانتهاء من التغييرات، يتم الضغط على زر hold values من جديد، تم تطبيق التغييرات.



مثال : إذا أردنا بدء عملية الحقن بالضغط على زر perfault ، فإن جهاز CMC في هذه اللحظة يقوم بحقن zero current on 3-phases ، بدون أي voltage وذلك لأن voltage غير مستعمل كما وضعناه في hardware configuration.

إذا أردنا غير هذه القيم إلى 1A على سبيل المثال، بعد الضغط على زر start سوف يتم تطبيق هذه القيم مباشرة.

الآن جهاز CMC سيقوم بحقن هذه القيم، إذا ضغطنا على زر stop فإن جهاز CMC سوف يتوقف عن الحقن مباشرة، إذا أجرينا أي تعديل على هذه القيم، مثلا لو ضغطت على 2A وزر ENTER سوف يقوم جهاز CMC مباشرة بتعديل الحقن وحقن القيم الجديدة، ولكن لو افترضنا أننا نريد إجراء أكثر من تغيير في نفس الوقت.



ومن ثم تطبيق جميع التغييرات مرة واحدة فإننا نستخدم Hold values، عدنا للحقن 1A start ، ، الآن نضغط على hold values، والآن يمكننا تعديل هذه القيم وتغييرها. مثلا الآن قمت بتعديل القيم في الجدول. ولكن جهاز CMC لم يطبق هذه القيم بعد لأنني اخترت hold values ، الآن عند الضغط على hold values مرة أخرى سيقوم جهة CMC بتطبيق القيم الجديدة، وبالتالي سوف يقوم جهاز الحماية بعمل trip كما تشاهدون.

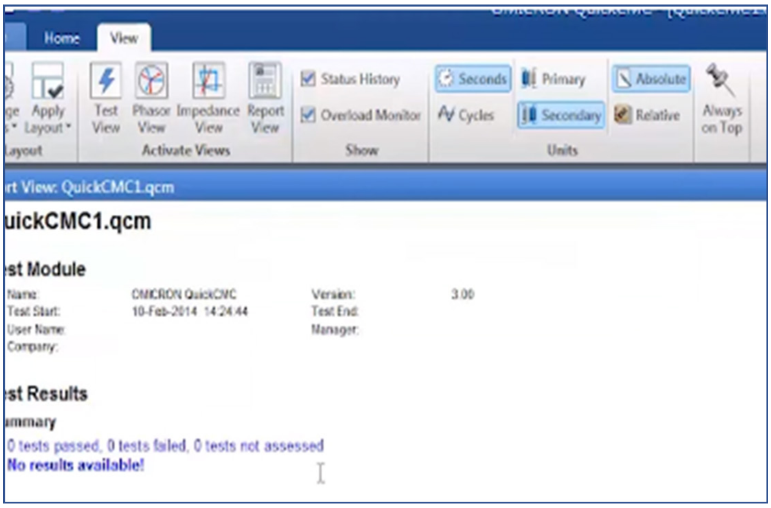
Quick CMC عبارة عن Test modules يعتبر من برامج الفحص اليدوية، أي بمعنى أنه لا يضيف نتائج الاختبار أوتوماتيكيا إلى التقرير، ولا يقوم بتقييم نتائج الفحص بشكل أوتوماتيكي أيضا، بل على المستخدم أن يعمل على إضافة كل نقطة فحص إلى التقرير وتقييم نتيجة هذه النقطة يدويا.

بالضغط على زر Add to report تستخدم لإضافة نقاط الفحص إلى التقرير مع نتائجها، ونقوم يدويا بعمل تقييم لهذه النقطة إذا ما إذا نجحت أم فشلت.



Clear report تستخدم لمحو البيانات الموجودة في التقرير، علما أنه إذا كان هنالك أي نتائج في التقرير فإنه لا يمكن إجراء أي تعديل على test object .

ننتقل للتعرف على محتويات شاشة view هنا في شاشة view نبدأ ب test view، وهي شاشة الاختبار، phasor view شاشة تبين قيم مخارج التيار والجهد لـ CMC كما تشاهدون هنا، impedance view تظهر منطقة عمل الحماية المسافية ، و report view تقرير النتائج.



بالضغط على زر status history يمكننا إظهار أو إخفاء status history الذي يعطينا بعض المعلومات عن الاختبار، فمثلا هنا نجد رسالة توضح بأن جهاز CMC موصول مع جهاز الكمبيوتر مع التاريخ والوقت ممكن إخفاء هذا الزر أو إظهاره Overload monitor وهو هذا الخيار الذي يعطينا حالة Overload لتوصيات التيار فإذا كان هنالك أي قطع في دائرة التيار فإن phase الذي عليه الخلل سوف يظهر باللون الأحمر هنا أيضا يمكن إخفاء هذا monitor ، هنا اختيار seconds سوف يعطينا الوقت بالثانية .

cycles سوف نحصل على الوقت ب seconds نختار هذا الخيار بناء على الإرساءات في مرحلة الحماية ، إذا كان إرساءات التوقيت أو الوقت في مراحل حماية هي بالثانية سوف أختار هذا الخيار ، إذا كانت ب cycles ، سوف أختار الخيار الثاني.

عادة المرحلة الأمريكية تستخدم cycles والمرحلة الأخرى تستخدم time .

Primary or secondary سوف نشاهد هنا أن القيم إذا اخترت secondary سوف تصبح بهذا الشكل، أما إذا اخترت primary فإنها سوف تضرب بنسبة التحويل ومحول التيار ومحول الجهد الذي تم إدخاله في ال test object primary or secondary.

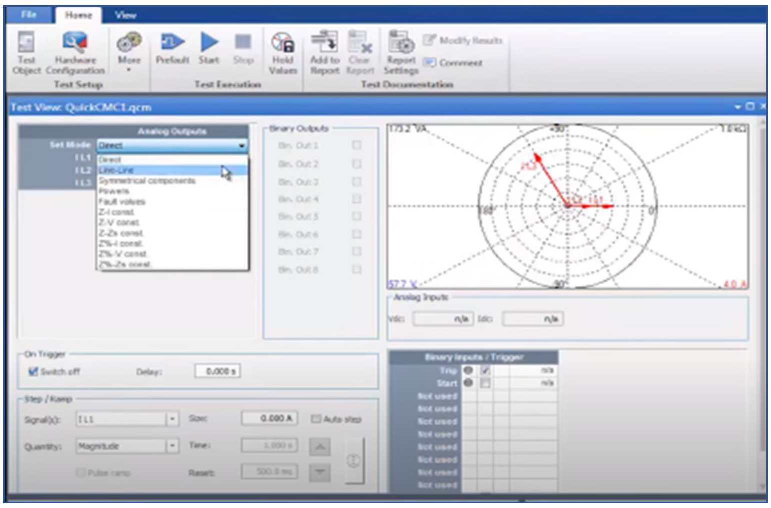
Absolute value بمعنى أن القيمة هي بالامبير A أو Relative value أو القيمة الطبيعية للمشاهد ، هنا القيمة الطبيعية للتردد هي 50 فإذا التردد 1*50 .

القيمة الطبيعية للتيار هي 1 فهنا 2 A تعني In*2 ، فيمكن التعامل مع relative values أو absolute values.

بعد ذلك نعود إلى home في داخل test view نجد جدول المخارج وهنالك عدة خيارات لتحديد نوعية المخارج التي نريدها .

direct أي أنك تستطيع أن تحدد مخارج التيار والجهد مباشرة

Line-line أي أنك تستطيع أن تحدد مخارج التيار والجهد على شكل line-line.



Symmetrical components

إذا اردنا احتساب Symmetrical components ، يجب علينا أن نقوم بعمليات معقدة إلى حد ما، فكما تعلمون فإن :

IA , IB , IC مضروبة في I0 , I1 , I2 Symmetrical components هي

Zero Symmetrical components

positive Symmetrical components

negative Symmetrical components

فلو كانت هذه تساوي A فإننا نستطيع أن نقول أن

Ia,b,c = AI0,1,2

إذا لاحتساب Symmetrical components يجب علينا أن نقوم بحل عمليات حسابية طويلة .

Symmetrical Components

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} = A$$

$$I_{a,b,c} = A I_{0,1,2}$$

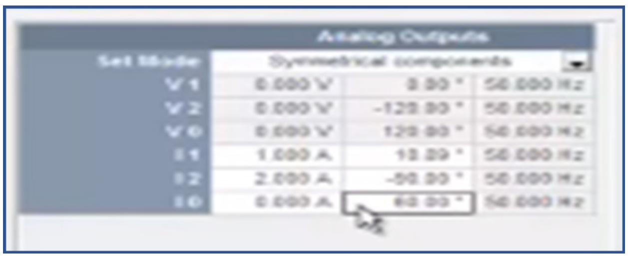
$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} = A^{-1}$$

$$I_{0,1,2} = A^{-1} I_{a,b,c}$$

بالتالي فإن جهاز CMC أو برنامج Test universe software يقوم بهذه العملية عوضا عنك، كل ما عليك فعله هو أن تحدد قيمة Symmetrical components current الذي تريده .

مثال: لو أردنا تيار negative sequence 2A , positive sequence 1A , zero sequence 0A ، فإن جهاز CMC سوف يقوم باحتساب قيمة Ia,b,c .

في مثل هذه الحالة، كما تشاهدون phasor view , view فإن جهاز CMC الآن احتسب أن قيمة IL1 سوف تصبح 2.060 مع هذه الزاوية IL2 = 1.406 مع هذه الزاوية IL3 = 2.963 مع هذه الزاوية .





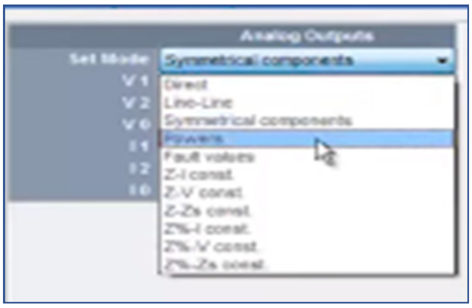
فالبرنامج قام أوتوماتيكيا باحتساب قيم IL1,2,3 بمجرد اختيارنا لل Symmetrical components .

وهذه الخاصية هامة جدا لمرحلات الحماية في المولدات والمحركات حيث أن هناك حماية negative sequence، حيث أننا كل ما نريد القيام به هو تحديد قيمة negative sequence components .

مثال: قيمة negative sequence = 2A فإن جهاز CMC سوف يقوم بحقن هذه القيم التي قام برنامج test universe احتسابها بشكل أوتوماتيكي.

Powers يستخدم هذا الخيار لفحص تطبيقات القدرة ، مثل انخفاض القدرة under power ازدياد القدرة over power وانعكاس اتجاه القدرة reverse power ، إلى آخره من التطبيقات.

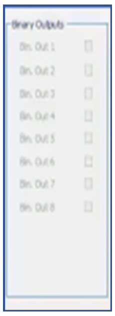
Fault values يستخدم هذا الخيار لفحص تطبيقات الحماية الاتجاهية لزيادة التيار directional Over current أو directional earth fault .



كل ما تبقى من خيارات تستخدم لفحص الحماية المسافية باختيار قيمة الممانعة، وفيما إذا كان الفحص يتم باستخدام قيمة معينة للتيار واحتساب قيمة الجهد أو باستخدام قيمة معينة للجهد واحتساب قيمة التيار .

Bin outputs من هنا نستطيع التحكم binary outputs ذلك بالضغط على هذا الزر يمكن إغلاق binary outputs و بإزالة هذه الإشارة يمكن إعادة فتح اللاقط.

on trigger يتم تحديد هذا الشرط لأغراض تحديد متى يتوقف جهاز CMC عن عملية الحقن ، بعد الحصول على binary intputs المحدد في الجدول ، فإن binary intputs الذي تم اختياره هو trip، أي بمعنى أن جهاز CMC سوف يتوقف عن الحقن إذا شعر بأن لاقط الفصل trip contact قد غير وضعيته مباشرة بدون أي زمن تأخير، وذلك لأن قيمة delay محددة هنا هي صفر.

إذا قمنا بتغيير هذه القيمة إلى 100ms على سبيل المثال ، فإن جهاز CMC سيوقف الحقن بعد استشعاره أي تغيير في وضعية لاقط الفصل ب 100ms، يرجى ملاحظة هنا أنه في quick CMC لا نحتاج لتحديد نوعية اللاقط المستعمل Binary input فيما إذا كان normally open أو close ، حيث أن هذا module يستشعر أي تغيير في وضعية اللاقط ومن ثم يتخذ الإجراء اللازم.

لإجراء فحص زمن الفصل لمرحلة حماية زيادة التيار، نقوم بحقن قيمة تيار أعلى من قيمة الإرساء في الحالة التي لدينا، فإن إرساءات التيار هي 1.8A وزمن الفصل هو 500ms ، لفحص هذا الإرساء نقوم بحقن 2A على سبيل المثال، ونرى متى يقوم مرحل الحماية بإغلاق لاقط الفصل.

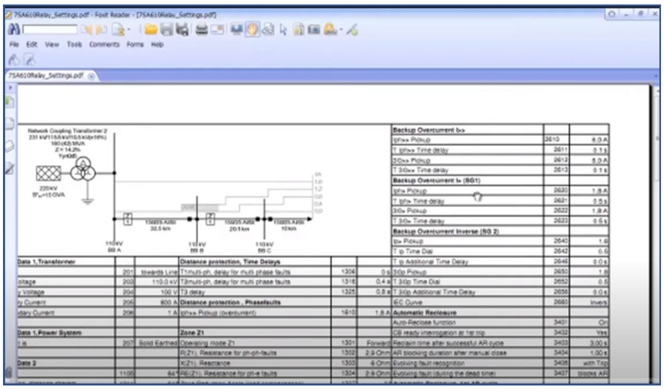
كما تشاهدون بأن لاقط الفصل قد أغلق بعد 528.9ms من لحظة حصول العطل، إذن نقول بأن زمن فصل اللاقط هو 528.9ms ، الآن نأتي لمرحلة تقييم فيما إذا كانت هذه النقطة ناجحة أم لا.



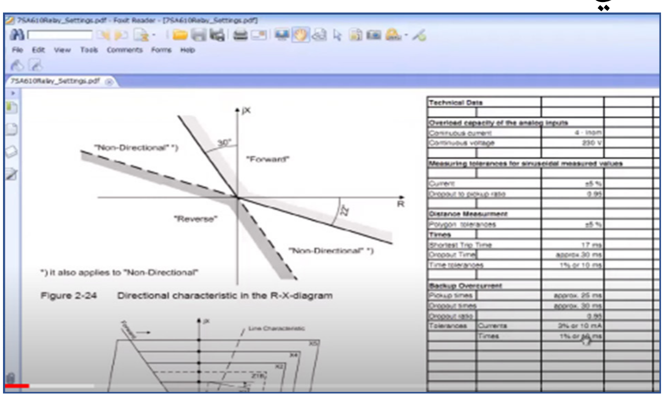
كما شرحنا سابقا لعمل فحص زمن الفصل Trip time test أقوم بحقن قيم تيار أعلى من إرساءات مرحل الحماية ، للتعرف على إرساءات حماية زيادة التيار نقوم بفتح ملف pdf ونشاهد الإرساءات.

إرساء المرحلة الأولى لحماية زيادة التيار هو Iph.pickup = 1.8A ، وإرساء الزمن هنا (time delay)هو 500ms.

إرساء المرحلة الثانية لحماية زيادة التيار هو 6A ، وإرساء الزمن هنا هو 100ms .



لنتأكد من سماحية مرحل الحماية في الصفحة الثانية ، نجد أن سماحية التيار 3% أو 10 mA، و سماحية الزمن هي 1% أو 10ms.



كما شاهدنا في جدول إرساءات المرحل فإن إرساء التيار لحماية زيادة التيار المرحلة الأولى هو 1.8A والسماحية النسبية تساوي 3% ، فإن النتيجة تكون 3% * 1.8A = 54mA والسماحية المطلقة هي 10mA. وبالتالي بما أن السماحية النسبية قيمتها أعلى من السماحية المطلقة، فإننا نعتمد السماحية النسبية في هذه الحالة، وبالتالي فإنه يمكننا القول بأن Operating range = 1.746A – 1,854A .

بالنسبة للزمن كان الإرساء 500ms، باحتساب قيمة السماحية نسبية نجد أن السماحية هي 5ms والسماحية المطلقة هي 10ms.

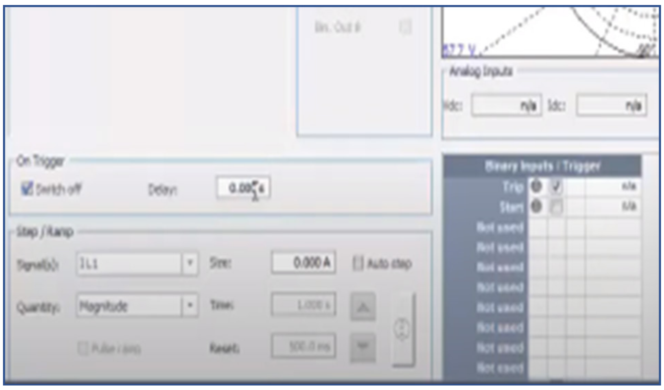
وبالتالي فإننا نقوم باعتماد قيمة السماحية المطلقة، وبالتالي فإن Operating range للزمن هو 490ms-510ms .

بعد ذلك نعود لبرنامج test universe، لنقوم الآن بإجراء الفحص ، سوف أختار 2A.

ولتفادي إدخال هذه القيمة ثلاث مرات ، اضغط على right klick على الماوس واختار equal magnitudes. فيتم مساواة جميع التيارات بهذه القيمة ، أتأكد بأن شرط وقف عملية الحق مفعل وذلك باختيار trip contact من الجدول هنا and delay=zero ، يمكن أن أغير قيمة delay إذا كان لدي أكثر من trip contact.

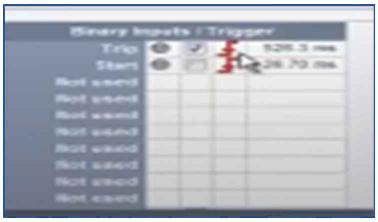
مثال: إذا كان لدي لاقط فصل أو trip contact لكل phase على حدى، فإنه في هذه الحالة لدينا ثلاث لواقط فصل 3 trip contact، وبالتالي علينا في هذه الحالة توصيل كل اللاقط على binary input ، ومن ثم اختيار جميع اللواقط هنا في الجدول.

بعد ذلك سيعمل جهاز CMC على وقف الحقن عند الحصول على أي من هذه اللواقط ، ولكن هذا غير كاف لي ، لأنني أريد أن أعرف زمن فصل كل لاقط، وبالتالي أقوم بوضع زمن تأخير مقداره 30 – 50 ms هنا حيث أن جهاز CMC عليه الانتظار لمدة أكثر بعد استلام إشارة اللاقط ، لنعطي الفرصة ل اللواقط الأخرى بالإغلاق قبل وقف CMC عملية الحقن.

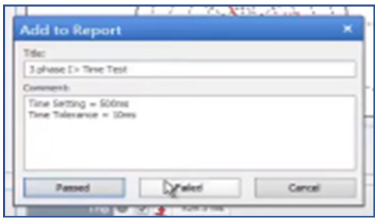


في حالتنا هذه لدينا لاقط فصل واحد، فأنا لا أحتاج إلى أي زمن تأخير، أي بمعنى أن أعطيه zero ، وأقوم بعملية الحقن بالضغط على start or F5.

تشاهدون أن زمن الفصل هو 526.3ms ، وهذه الإشارة باللون الأحمر، تبين أن اللاقط قد غير وضعيته من zero إلى 1، أي بمعنى أنه تغير من وضعية open إلى وضعية close بعد لحظة حدوث العطل ب 526.3 ms ، هنالك من سيقول بأن زمن الفصل هو من لحظة بداية التشغيل pickup إلى لحظة العطل ، ولكنني أقول له انه خلال مدة pickup فإن العطل موجود ، وهذا الزمن هو الذي يحتاجه مرحل الحماية لدراسة الموجة ومقارنة القيم بالارساءات واتخاذ القرار فيما إذا كان يجب على المرحل أن يفعل حماية زيادة التيار أم لا.



وبالتالي فإن على مرحل الحماية أن يتخذ القرار في أسرع وقت ممكن، وبالتالي فإننا نعتبر بأن زمن الفصل هو من لحظة حدوث العطل إلى لحظة إغلاق لاقط الفصل ، نقوم الآن بإضافة هذه النقطة إلى التقرير وتقييم فيما إذا كانت قد نجحت أم لا.

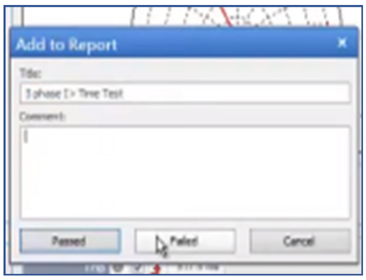


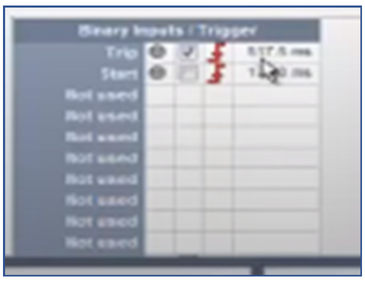
اضغط على add to report نضع عنوان لنقطة الفحص مثلا 3 phase I,Time test، يمكن وضع أيضا ملاحظات هنا:

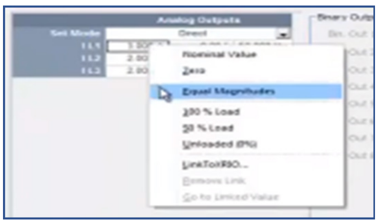
time setting = 500ms , time tolerance = 10ms

وبالتالي هنا نختار failed لأن هذه النقطة 526 هي خارج Operating range لهذا المرحل.

أقوم بفحص نقطة ثانية مثلا عند 3A ، نجد أن Trip time = 517.5ms، نقوم بإضافة هذه النقطة إلى التقرير أيضا وأيضا يمكن وضع failed من هذه النقطة خارج Operating range.

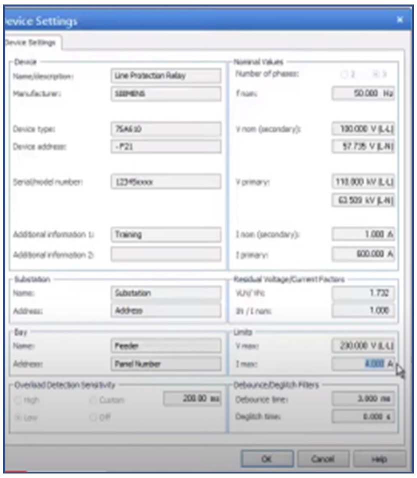






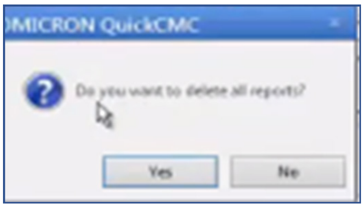


لفحص نقطة أخرى نختار مثلا 5A، لاحظ هنا أنه ظهرت إلينا رسالة تقول بأن أقصى قيمة تيار يمكن حقنه هي 4A.



لذلك نحتاج أن نغير هذه القيمة في Test object، حيث أننا حددنا أن أقصى قيم التيار هي 4A، إذا تذكرون في المحاضرة السابقة، لتغيير هذه القيمة نقوم بفتح Test object and then device then edit.

نجد أن أقصى قيمة هي 4A هنا، ولكننا غير قادرين على تغيير هذه القيمة، لاحظ أن هذه القيم مغلقة لا نستطيع تغييرها، والسبب في ذلك هو وجود نتائج في التقرير إذا تذكرون سابقا.



إذاً لتغيير هذه القيمة يجب علينا العودة إلى test module، وضغط على clear report ، يسألك إذا كنت تريد أن تمسح جميع النتائج في التقرير، الجواب نعم .

بعد ذلك نضغط على edit , test object and then device ، ثم هنا يمكن تغيير هذه القيمة من 4 إلى 10A على سبيل المثال، ثم نضغط على OK.

الآن إذا أردت حقن قيمة 5A ، فإنه يمكنني إجراء الفحص ، ويمكن إضافة هذه النقطة إلى التقرير أيضا.

لنقوم الآن بفحص المرحلة الثانية لحماية زيادة التيار ، في البداية يجب أن نتعرف على ارساءات المرحل وسماحيات التيار والزمن لهذه المرحلة .

إرساء التيار للمرحلة الثانية هو 6A ، السماحية النسبية هي 3% ولاحتساب القيمة نقوم بضربها بإرساء المرحل والنتيجة هي 180mA.

السماحية المطلقة هي 10mA، بالمقارنة بين هاتين السماحيتين نجد أن السماحية النسبية أعلى من السماحية المطلقة وبالتالي أقوم باختيار السماحية النسبية، وبالتالي فإن Operating range لهذا التيار هو (5.82A – 6.18A)

بالنسبة للزمن Trip time لهذه المرحلة هو 100ms ، السماحية النسبية هي 1% * 1ms = 100ms ، السماحية المطلقة هي 10ms .

بالمقارنة ما بين هاتين القيمتين نجد أن absolute tolerance هي قيم الأعلى وبالتالي تؤخذ في عين الاعتبار .

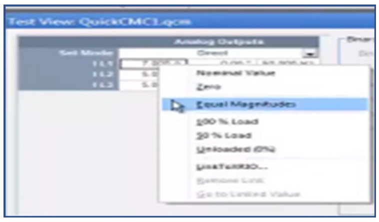
بالتالي يمكن القول بأن time range يجب أن يكون ما بين (110ms - 90ms).

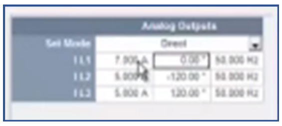
نعود إلى test universe software ، هنا نقوم بإدخال قيم أعلى من 6A ، ويمكن اختيار قيمة 7A على سبيل المثال، right klick then equal magnitudes then start ، نجد أن trip time يساوي 125.2ms نقوم بإدخال هذه القيمة إلى report.

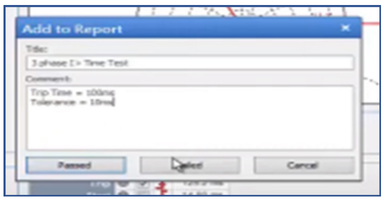
trip time=100ms

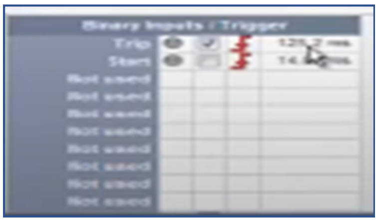
Tolerance = 10ms

وبما أن هذه القيمة هي خارج هذا range فإنني أقول بأن هذه النقطة قد فشلت في الاختبار .



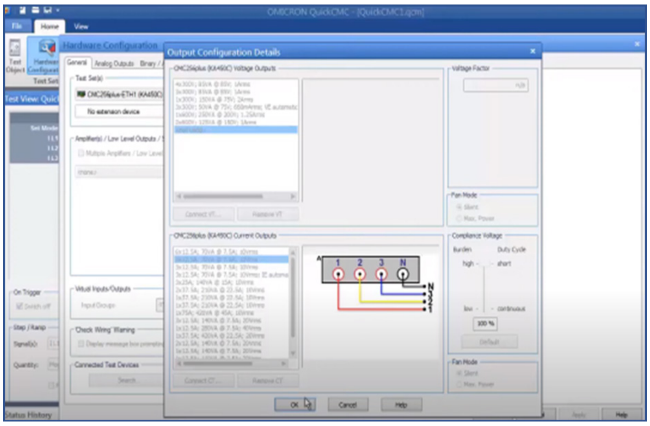






لفحص نقطة أخرى نقوم باختيار قيمة أعلى مثلا A8 نبدأ الحقن، ونقوم بنفس الشيء ، نفس الخطوات .

يجب أن ننتبه هنا إلى أن أقصى قيمة تيار يمكن حقنها بهذا التوصيل ، هي 12.5A هي أقصى قيمة تيار يمكن حقنها باستخدام هذه التوصيلة، فلا نستطيع تجاوز هذه القيمة أبدا.

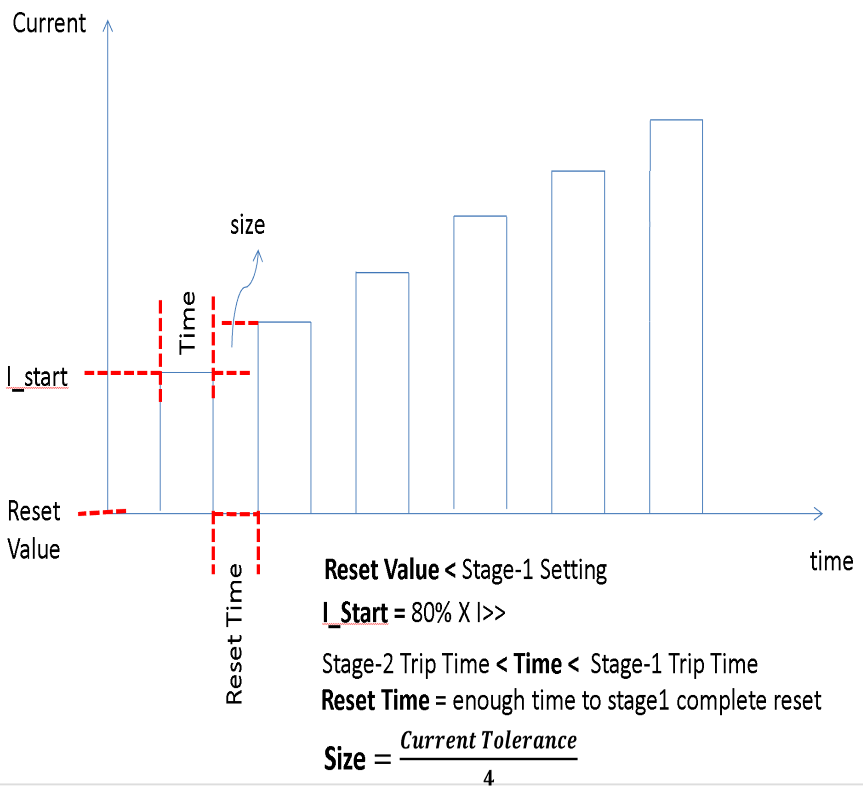


الفحص الثاني فحص بداية التشغيل Pick up test نتعرف على مبدأ هذا الفحص من التالي:

لإجراء فحص بداية التشغيل، نقوم بتحديد قيمة تيار بداية الحقن ويجب أن تكون هذه القيمة أقل من قيمة الإرساء.

شركة اوميكرون تنصح باستخدام قيمة تمثل 80% من قيمة الإرساء، نبدأ عملية الحقن لهذا التيار لمدة زمنية معينة تكون كافية لمرحل الحماية لإغلاق لوقط بداية التشغيل pick up contact ، بعد انتهاء هذه المدة نقوم بزيادة تيار الحقن بقيمة معينة وننصح بزيادة التيار بنسبة ربع سماحية التيار، ومن ثم يتم حقن هذا التيار لمدة زمنية معينة كما في الخطوة الأولى.

وتتكرر عملية الحقن هذه وزيادة التيار حتى يغلق اللاقط ، فالقيمة التي أغلق اللاقط عندها تكون هي قيمة بداية التشغيل pick up value لتطبيق هذا المبدأ نعود إلى .quick CMC module

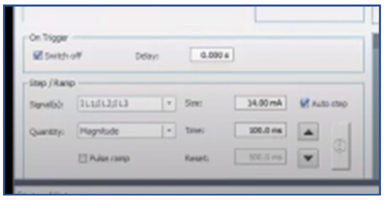


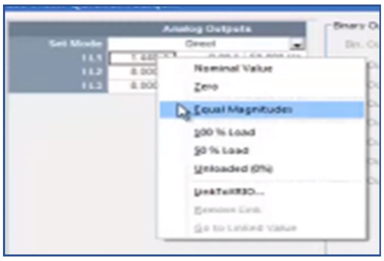
لإجراء pick up test نقوم باختيار الموجة من هنا أقوم باختيار IL1,2,3 ومن ثم أحدد ما هي القيمة التي أرغب في تغييرها ، هنا نختار magnitude ، بعد ذلك نحدد size الخطوة أو مقدار الزيادة في قيمة تيار، وكما قلنا يفضل أن تكون هذه القيمة ربع ال tolerance ، بمعنى أن (3% * 1.8 \ 4) فينتج لدينا 13.5mA.

نختار auto step وذلك لنقوم بعمل الفحص بشكل أوتوماتيكي.

الوقت يجب أن يكون هذا الوقت أكبر من الوقت الذي يحتاجه مرحل الحماية لإغلاق لاقط pick up.

عادة مرحلة الحماية تحتاج من 20 – 30ms لإغلاق لاقط pick up ، فهنا يجب أن يكون هذا time أكبر من هذا التوقيت، فدائما ننصح باستخدام 100ms هنا، وبالتالي نضمن أن تكون هذه القيمة أعلى من pick up time. بعد ذلك نقوم بتحديد قيمة تيار بدء الحقن وهو 80% من 1.8 وينتج لدينا 1.44A .





يجب هنا أن ننتبه أن هذا الفحص يجب أن يتوقف عند إغلاق لاقط pick up أو start، وبالتالي يجب اختيار هذا اللاقط وعدم اختيار trip contact..

الآن نبدأ عملية الحقن، ومن ثم أضغط على هذا الزر لنبدأ زيادة التيار، كما تشاهدون هنا في هذا الجدول القيم تتزايد بهذا المقدار كل 100ms.

تشاهدون الآن أن مرحل الحماية قد أغلق لاقط start عند هذه القيمة 1.804A.

هل هذه القيمة ناجحة أم لا؟

تذكرون أن سماحية التيار هي 3% و مضروبة في 1.8 = 54mA.

إذا هذه القيمة تقع ضمن range المحدد في cataloge مرحل الحماية، إذا نعتبر بأن هذا الفحص ناجح.

نضيف هذه القيمة إلى report

phase I> Pick up test 3

I> = 1.8A

Tolerance = 54mA

إذا هذه النقطة تقع ضمن هذا Range، وبالتالي أعتبر بأن مرحل الحماية قد اجتاز هذا الفحص بنجاح.

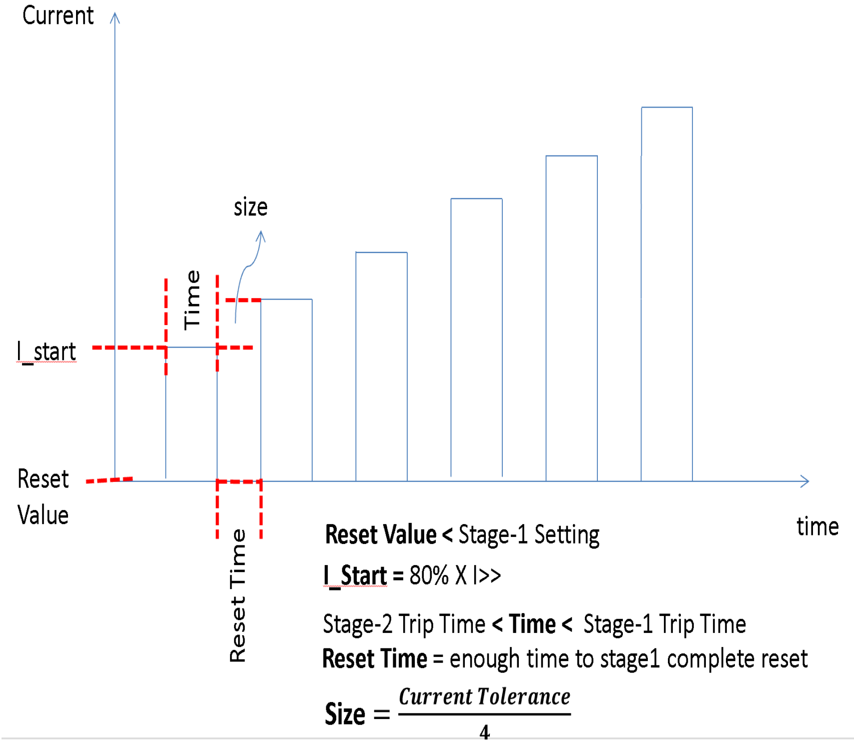
الفحص الأخير الذي نود القيام به هو فحص بداية التشغيل pick up test المرحلة الثانية من زيادة التيار، التحدي في هذا الفحص هو أن المرحلة الأولى والمرحلة الثانية لحماية زيادة التيار تشتركان في نفس الوقت ، وقد يلجأ العديد من الفاحصين لإيقاف عمل المرحلة الأولى لأنها تتعارض مع المرحلة الثانية وهذا غير محبذ، حيث أننا يجب أن نلتزم بعدم إيقاف أي حماية عن طريق برنامج مرحل الحماية لأغراض الفحص قدر الإمكان إذن يجب علينا أن نقوم بهذا الفحص دون المساس بالمرحلة الأولى لحماية زيادة التيار،

تابعوا الشرح التالي ..

نبدأ الفحص بحقن قيمة تساوي قيمة reset value وهذه القيمة يجب أن تكون أقل من قيمة إرساء المرحلة الأولى لحماية زيادة التيار، بعد ذلك نحقن قيمة ابتدائية وننصح أن تكون هذه القيمة مساوية 80% من قيمة الإرساء، ونظرا لأن هذه القيمة أعلى من قيمة إرساء المرحلة الأولى، فإنه يتوجب علينا إبقاء الحقن لمدة تزيد عن زمن المرحلة الثانية وتقل عن زمن المرحلة الأولى، وذلك لأننا في هذا الاختبار نعتمد لاقط الفصل وليس لاقط بداية التشغيل، حيث أنه لا يوجد أي زمن تأخير للاقط بداية التشغيل، بينما استغل وجود زمن تأخير في لاقط الفصل ، إذا لم يغلق لاقط الفصل خلال هذه المدة نقوم بإرجاع قيمة الحقن إلى reset value لمدة تسمى reset time وهذه المدة يجب أن تكون كافية لعمل reset للمرحلة الأولى من زيادة التيار، هذه المدة تختلف بين مرحلات الحماية المختلفة .

فمرحلات الحماية الرقمية عادة ما تكون فيها هذه المدة قصيرة أي أقل من 50ms ، بينما مرحلة الحماية الالكتروميكانيكية قد تصل فيها هذه المدة إلى عدة ثواني.

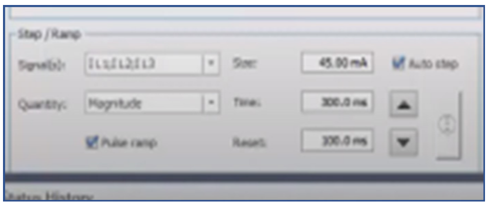
بعد ذلك نعيد الحقن مرة أخرى بزيادة عن التيار الأول بقيمة تساوي ربع السماحية ، وهكذا نقوم بزيادة الحقن ، لاحظ أنه يتشكل لدينا فحص على شكل نبضات يسمى هذا النوع من الفحوصات pulse ramping ونستمر على هذا المنوال حتى يغلق مرحل الحماية لاقط الفصل.



وعند تلك القيمة نحدد فيما إذا كان المرحل قد اجتاز الفحص بنجاح أم لا ، آخذين بعين الاعتبار السماحية للتيار .

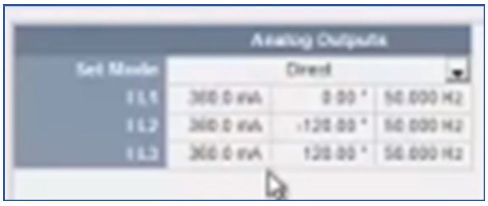
لتطبيق هذا الفحص نعود إلى quick CMC نختار الموجة التي نريد حقنها IL1,2,3 بعد نحدد القيمة التي نريد تغييرها، نختار magnitude، ثم اختار خيار pulse ramp، ولا نحدد قيمة الزيادة وهي عبارة عن 6A*3%/ 4 = 45mA.

Time : مدة الحقن ، هذه المدة يجب أن تكون أكثر من 100 ms وأقل من 500ms.



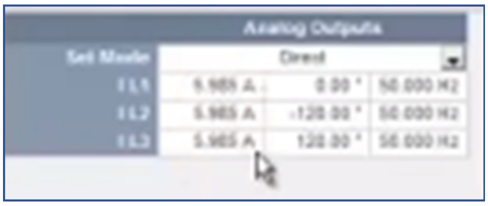
نختار 300ms على سبيل المثال، يجب أن تكون هذه القيمة كافية لمرحل الحماية لعمل reset للمرحلة الأولى ، فبما أنني أقوم بفحص مراحل حماية رقمي ، فإن 100ms يجب أن تكون كافية لمرحل الحماية لعمل reset للمرحلة الأولى .

بعد ذلك أدخل قيمة reset value في الجدول هنا ندخل قيمة zero على سبيل المثال، حيث أن هذه القيمة التي يبدأ عندها الاختبار تعامل كأنها reset value فدائمًا سيعود إليها الحقن، ونحدد لاقط الفصل لإيقاف الفحص، ثم نضغط على زر start لبدء الفحص، ومن ثم نضغط على زر الزيادة، حيث تبدأ عملية التغيير كما تشاهدون ، وننتظر مرحل الحماية لإغلاق لاقط الفصل .



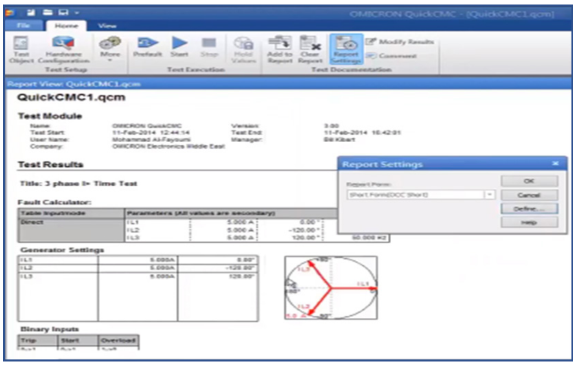
نلاحظ أنه خلال بضع pulses أو نبضات سيغلق مرحل حماية لاقط الفصل، ولكن جهاز CMC لم يتوقف عن عملية الحقن إلى أن يصل لاقط الفصل.

نلاحظ أن لاقط الفصل أغلق عند قيمة 5.985A هل هذه القيمة تمثل نجاح مرحل الحماية في هذا الاختبار أم لا.



نقارن بسماحية التيار لهذا المرحل ، سماحية التيار هي 6A*3%= 180mA

وبالتالي نجد أن هذه القيمة تقع ضمن range المحلل من catalog مرحل الحماية وبالتالي نعتبر بأن مرحل الحماية قد اجتاز هذا الفحص بنجاح ، نضيف هذه القيمة إلى التقرير. لمشاهدة تقرير النتائج نذهب إلى view then report view يمكن تكبير هذه الشاشة، ومن هنا نستطيع مشاهدة جميع نتائج هذا الاختبار، يمكن التحكم بما نريد مشاهدته في هذا التقرير من خلال العودة إلى home then report setting من هنا من الممكن أن نحدد فيما إذا أردنا report قصير أو report طويل، أو من الممكن أن نحدد ما هي التفاصيل التي نود مشاهدتها في هذا التقرير، وبالتالي يمكننا التحكم في طول هذا التقرير.



بعد ذلك، نقوم بعمل إصدار لل test object اذهب إلى test object ثم File then export ، ويقوم بتخزين هذا test object هنا.

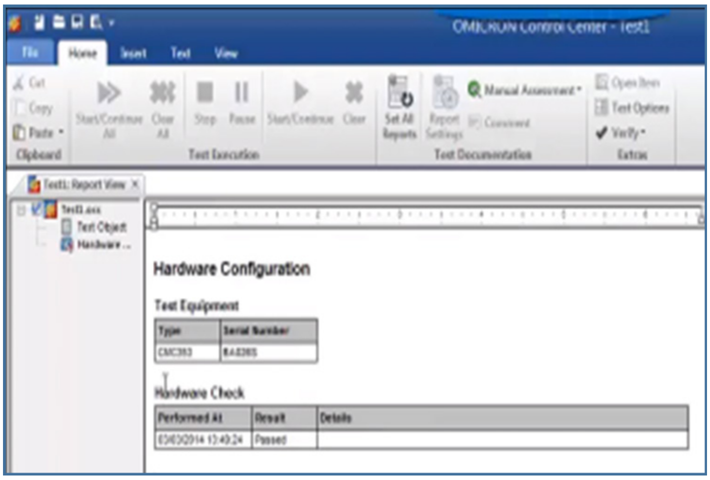
اسميه 7SA610 ، كما نشاهد فإن نوع هذا الملف هو XRio، إذا يجب أن نبقي في أذهاننا بأن xrio files أو rio files هي عبارة عن object files.

save ثم انقر على زر OK، بعد ذلك نقوم بتصدير hardware configuration file Export و أسميه 7SA610 ، تشاهدون أن نوع هذا الملف هو OHC والتي تعني omicron hardware configuration.

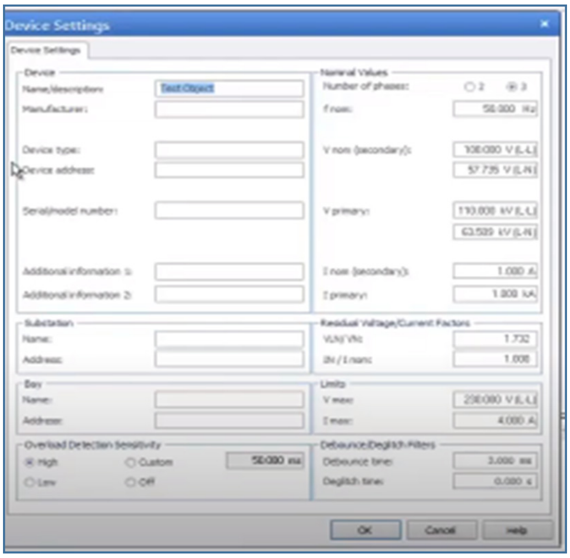
وبهذه الخطوة نكون قد انتهينا من quick CMC test module.

الآن سوف نتعلم مهارات الفحص باستخدام برامج أخرى ..

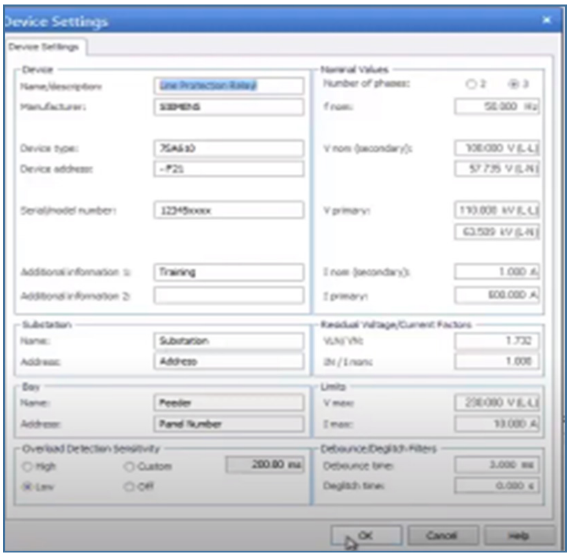
سوف نبدأ ب control center ، ونقوم بالضغط على new test document ، تشاهدون التقرير الذي سوف يتم تحديث بياناته كلما تم إجراء فحص أو إضافة برنامج جديد بشكل اوتوماتيكي، على جهة اليسار نجد أول خطوتين في الفحص وهما test object and hardware configuration ، ومن ثم يمكن إدخال برامج الفحص المختلفة تحتهما، ميزة omicron control center بأنه يمكن إضافة جميع برامج الفحص في ملف واحد والحصول على تقرير واحد لجميع النتائج الفحوصات.



نبدأ بفتح test object بالضغط مرتين على زر الفأرة اليسار، منفتح device، نجد أنه يجب علينا تعبئة هذه البيانات من جديد ، ولتفادي ذلك لاختصار الوقت نقوم بالضغط على OK .

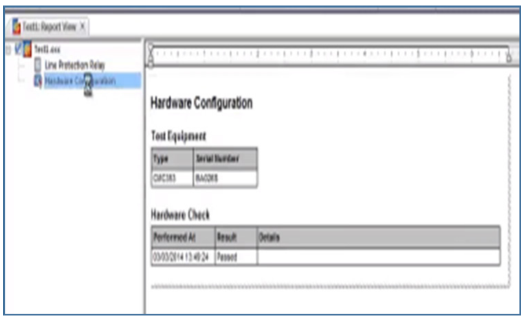


ثم نفتح قائمة file ونختار import، وذلك لإدخال الملف الذي قمنا بإصداره من برنامج quick CMC في المحاضرة السابقة، تشاهدون هنا أنا نوعية الملف الذي نحتاج إلى إصداره هو XRio ، أي extended relays file omicron، وبالتالي نستنتج أن ملف rio أو xrio عبارة عن ملف test object، نختار الملف ثم نضغط على زر open، ثم نفتح device من جديد لنتأكد من أن جميع البيانات الصحيحة موجودة.



كما تشاهدون الآن لدينا جميع البيانات التي نحتاجها عن مرحل الحماية، وبالتالي لم نضيع الوقت في إعادة إدخال هذه البيانات مرة أخرى ،بعد ذلك نقوم بالضغط على زر OK ثم OK .

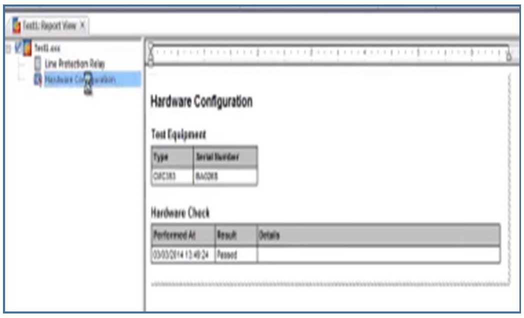
بعد ذلك نقوم بفتح hardware configuration بالضغط على زر الفأرة الأيسر مرتين .



وكما فعلنا في الخطوة السابقة لاختصار الوقت نستطيع فتح الملف الذي قمنا بإصداره من quick CMC سابقا ، انقر على زر import، اختار الملف الذي نريد إحضاره.

تلاحظون هنا أن نوعية الملف هي ohc أي omicron hardware configuration ، ثم نضغط على زر open، نتأكد أن كل البيانات الموجودة صحيحة، نضغط على زر OK، إذا كانت كل البيانات صحيحة نضغط على زر OK، يجب التنويه هنا إلا أنه يظهر لدينا الآن أيقونة تسمى global test object ، وأخرى تسمى global hardware configuration.

أي أنه إذا كانت الأيقونة خارج برنامج الفحص تسمى global كما تشاهدون هنا لدينا global test object and global hardware configuration ، بينما الأيقونات في داخل برنامج الفحص تسمى Local أي أنه test object الموجود في داخل شريط الأدوات في برنامج الفحص يسمى local test object و hardware configuration أيضا يسمى local hardware configuration .



السؤال هنا ما هو الفرق بين local and global ؟

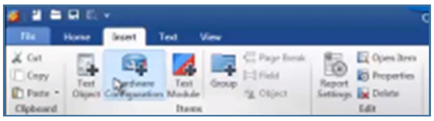
نبدأ ب test object ، لا يوجد فرق بين local test object and global test object ، أي أنه يمكن فتح نفس النافذة من global test object أو local test object .

أي بمثال بسيط كأن تقول أن هنالك عدة أبواب لغرفة واحدة فيمكنك الدخول إلى الغرفة من أي باب شئت من تلك الأبواب المختلفة ، وبالتالي إذا فتحنا local test object فإننا نقوم بفتح نافذة معينة نفسها نستطيع فتحها ب global test object ، أي أن أي تعديل على تلك النافذة يتم من خلال local test object أو global test object ، بينما هنالك فرق بين global hardware configuration و local hardware configuration .

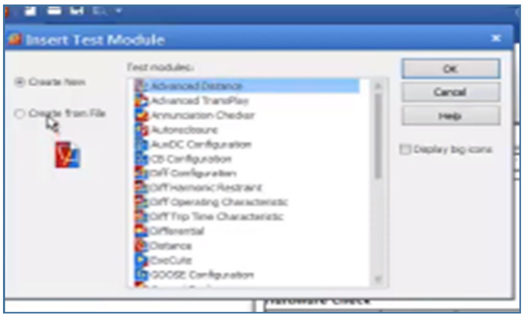
حيث أنه يتوجب تحديد جميع المخارج والمداخل التي يحتاج إليها في global hardware configuration ، ومن ثم أستطيع استخدام ما قمت بتفعيله في local hardware configuration .

مثلا لو قمت بتحديد ثلاثة تيارات فقط ، وثم وضعت voltage تجعل خيار not used فإنه لا يمكن تفعيل voltage في local hardware configuration سوف نرى بعض التفاصيل لاحقا.

الآن نقوم بادخال ملف quick CMC الذي قمنا بعمله ، اضغط على قائمة insert ، أن نقوم بإدخال ملف quick CMC الذي قمنا بعمله من قائمة insert يجب التنويه هنا أننا نستطيع إدخال العديد من global test object and global hardware configuration حسب حاجتنا في الفحص.

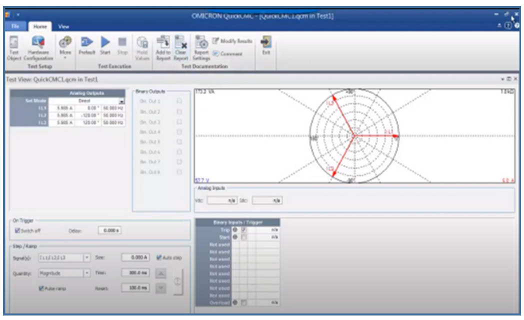


وبالتالي يجب الانتباه إلى أن كل مرحل حماية يحتاج على الأقل إلى global test object واحد و global hardware configuration واحد .

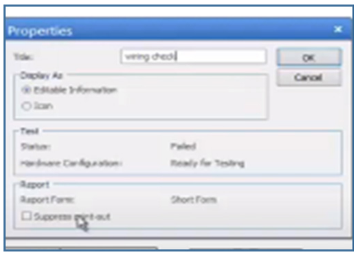


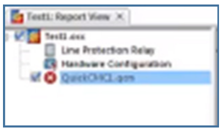
الآن اختار test module ، فتظهر لدينا نافذة بجميع برامج الفحص المتوفرة في برنامج test universe، هذا إذا أردنا إدخال برنامج فحص جديد، ولكن في حالتنا نحتاج إحضار ملف quick CMC الذي انتهينا منه في المحاضرة السابقة، نضغط على خيار Creat from file ، ومن ثم browse، لذلك أقوم بإحضار ملف quick CMC، بعد ذلك أقوم باحضار ملف quick CMC الذي خزناه في المحاضرة السابقة ، ثم أضغط على زر open.

ومن ثم على زر OK يفتح الملف بشكل أوتوماتيكي، أقوم بإغلاق الملف بالضغط على زرX .

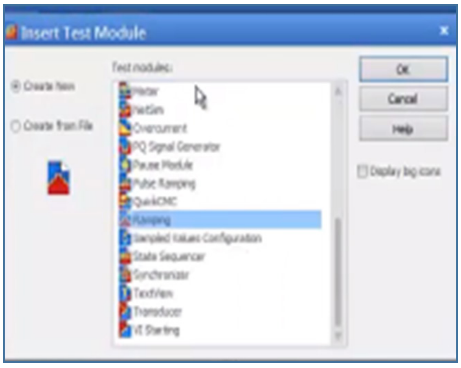


ويمكن تغيير اسم الملف بالضغط على هذا الفحص بزر الفأرة الأيمن ثم اختيار properties، من ثم نستطيع تغيير title إلى wiring check . هنا في قائمة report لدينا خيار اسمه suppress print-out ، وذلك إذا أردنا أن نطبع التقرير دون طباعة تقرير هذا الملف.

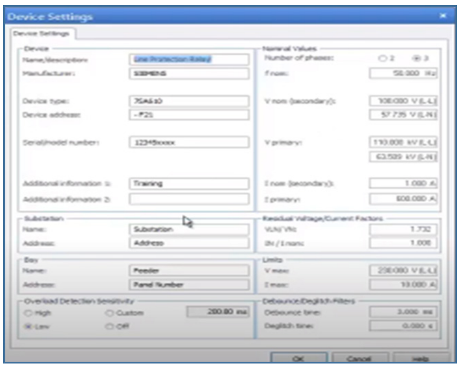




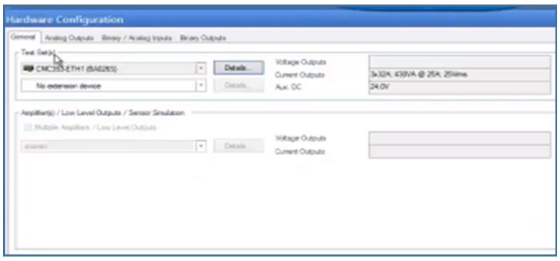
بعد ذلك اضغط على زر OK، بعد ذلك اضغط مرة أخرى على insert then test module لإضافة برنامج فحص جديد ، ومن النافذة اختار ramping، يمكن الضغط على حرف R على الكيبورد للذهاب مباشرة الى module دون الحاجة للبحث اليدوي ، بعدها أضغط على زر OK ، فيفتح البرنامج معنا لإجراء الفحص يجب دائما علينا تطبيق قانون Ohm.



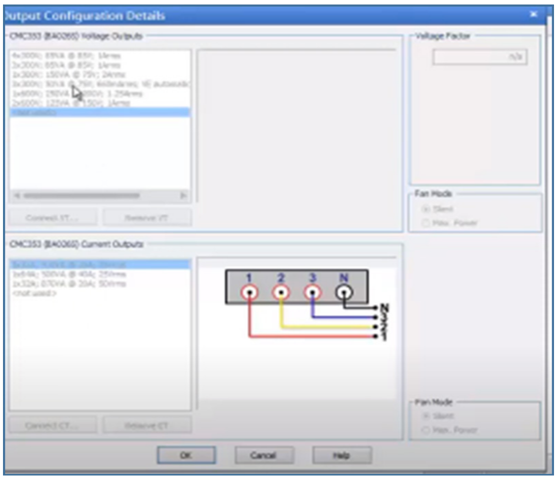
ابدأ بفتح local test object ، ثم الضغط على device ثم edit، لنجد ان جميع البيانات الموجودة في global test object هي هنا ، اي اننا فتحنا نفس صفحة global test object، اذا لا نحتاج ان نغير شيء هنا كما تشاهدون جميع البيانات موجودة ثم نضغط على زر OK ، ثم OK نجد ان الخطوة الأولى من خطوات الفحص تم تطبيقها وإنجازها في ثوان معدودة.



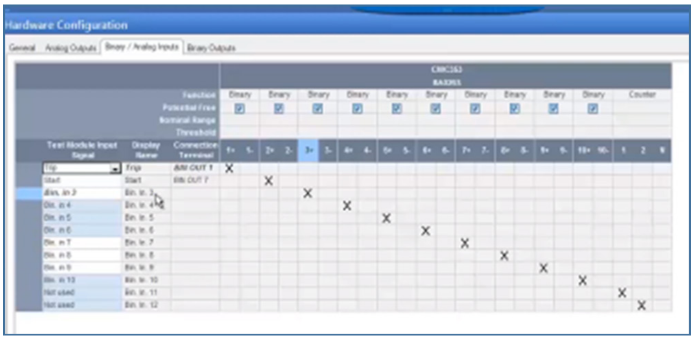
الخطوة الثانية هي local hardware configuration، للتأكد اضغط على زر details ، نجد أن البيانات التي تم اختيارها في global hardware configuration ثابتة ولا استطيع تغييرها من local hardware configuration كما شرحنا سابقا.



إذا أردت تفعيل أي configuration هنا يجب علي أن أذهب إلى global hardware configuration ثم أقوم بتغيير configuration بعد ذلك اقوم بفتحه في local hardware configuration .

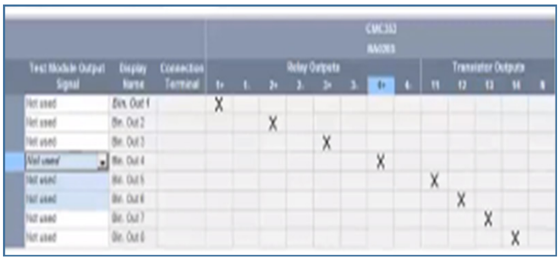


بعد ذلك اضغط على الزر OK ثم اذهب الى analog outputs ، أتأكد بأن جميع التيارات التي احتاجها في الفحص مفعلة لذلك اذهب الى binary inputs ، لنجد أنه لديه خيار تغيير العمود الأول فقط، أي بمعنى أن هذه البيانات في الأعمدة الثانية لا يمكن تغييرها إلا من خلال global hardware configuration .



في هذا الاختبار أحتاج إلى start contact فقط ، بينما trip contact لا نحتاجه لأنني سأقوم بإجراء فحص بداية التشغيل أو pick up test ، وباقي inputs أختار not user، ثم أنتقل الى صفحة التالية وهي binary outputs، وبما أنني لا أحتاج binary outputs أقوم بوضعها not used، بعد الانتهاء اضغط على زر OK.

وهكذا نكون قد انتهينا من خطوة hardware configuration .

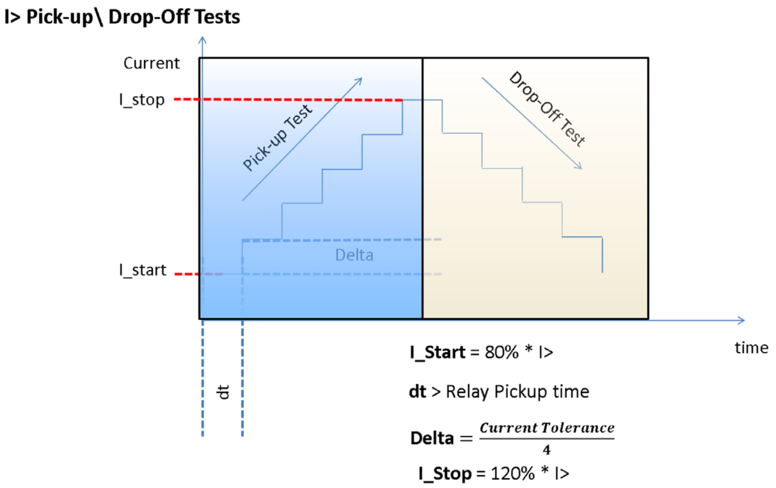


الخطوة التالية والأخيرة هي test module قبل أن نشرح عنه نشرح خطوات مبادئ الفحص عن طريق العرض التالي.

كما شرحنا سابقا ، فإن مبدأ فحص بداية التشغيل يتمثل في حقن تيار أقل من قيمة الإرساء، وننصح بحقن تيار بدء الفحص بقيمة 80% من الإرساء ، ولمدة زمنية كافية لمرحل الحماية لإغلاق لا قط بداية التشغيل.

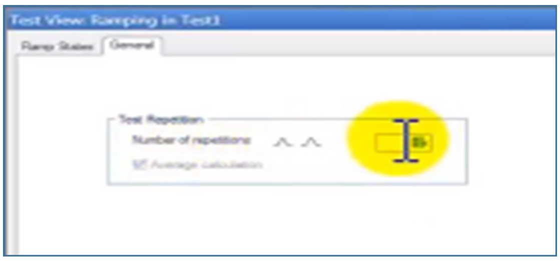
إذا لم يغلق اللاقط خلال هذه المدة، نقوم بزيادة الحقن بقيمة تساوي ربع السماحية ، ولمدة كافية لمرحل حماية الإغلاق لاقط بداية التشغيل pick up contact ، إذا لم يغلق اللاقط نزيد التيار وهكذا نستمر في هذه العملية إلى أن يغلق اللاقط أو الوصول إلى تيار وقف الفحص ، وهذه الخاصية موجودة في ramping وغير موجودة في quick CMC وننصح بأن يتوقف الفحص إذا وصل الحقن إلى 120% من قيمة الإرساء، وما زال جهاز CMC لم يستشعر بأن مرحل الحماية أغلق لاقط بداية التشغيل، بعد ذلك نقوم بخطوات فحص نهاية التشغيل Drop off tests ، وذلك بإجراء نفس الخطوات السابقة ولكن بشكل عكسي هذه المرة ، حيث أننا نبدأ من 120% من قيمة الإرساء أو القيمة التي أغلق لاقط pick up عندها، ومن ثم نبدأ بتقليل قيمة تيار الحقن بمقدار ربع السماحية كما فعلنا في الاختبار الأول ، ولمدة كافية لمراحل الحماية لفتح لاقط pick up، إذا انتهت هذه المدة دون أن يفتح اللاقط نستمر في عملية التقليل من قيم التيار.

الجزء الأول من هذا الاختبار هو pick up test ، والجزء الثاني هو drop off test، نعود إلى برنامج ramping لتطبيق مبادئ الفحص هذه .

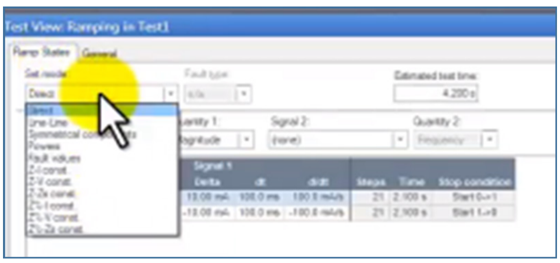


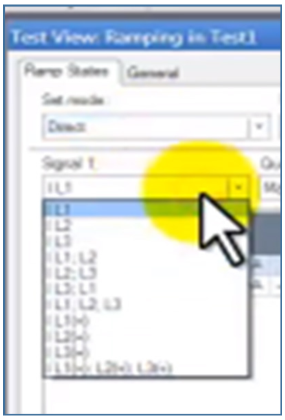
كما ذكرنا سابقا عند الوصول الى خطوة test module يجب الذهاب اولا الى view، والضغط على test view، ومن ثم نقوم بتكبير الصفحة، هنالك قاعدة أخرى تقول بأنك إذا وصلت إلى مرحلة أو خطوة test module، وكان هنالك عدة صفحات نبدأ بتصفح هذه الصفحات من اليمين إلى اليسار، وبالتالي نبدأ من صفحة general، هنا نستطيع أن نحدد عدد المرات التي نريد إعادة الموجة فيها .

فهنا كما تشاهدون number of repetitions = zero ، بمعنى أن الفحص سوف يتم مرة واحدة فقط، إذا وضعت هنا واحد فإن الفحص سوف يتم مرتين .



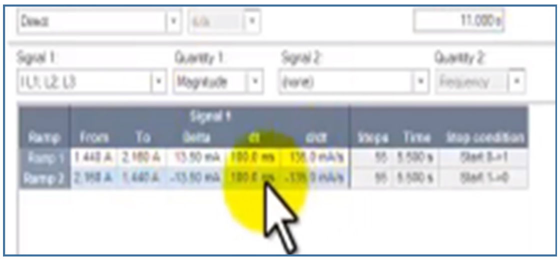
المرة الأولى الأصلية ومرة واحدة وهي مرة الإعادة ، وبالتالي في الفحص الذي أريد إجراءه لا أحتاج لأن أقوم بإعادة الفحص من جديد، أنتقل إلى صفحة ramp states، ومن ثم نختار قائمة set mode وهي نفس القائمة التي شاهدناها في برنامج quick CMC، نبقي على خيار direct .





بعد ذلك نختار الموجة التي نرغب بالتغيير فيها من القائمة أختار L1,L2,L3 .

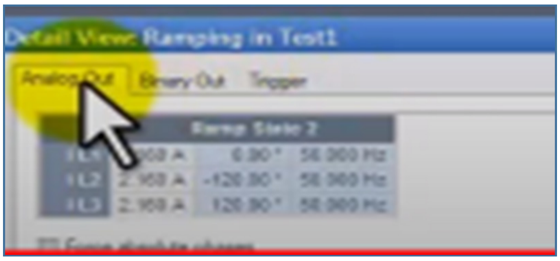
بعد ذلك نختار الجزئية التي نريد تغييرها في الموجه نختار Magnitude، برنامج ramping يسمح للمستخدمين بتغيير حتى موجتين في نفس الوقت، ولكننا لا نحتاج هذه الخاصية في الفحص الذي نرغب بالقيام به ، وبالتالي signal 2 نختار none، في الجدول نجد لدينا صفين يمكن من خلالهما تحديد كيفية تغيير القيم التي نريدها، نبدأ بالأول الذي نرغب في أن يكون اختبار بداية التشغيل أو pick up test. نبدأ من قيمة 80% من الإرساء أي 1.44A ، ثم عند To ندخل قيمة 120% من الإرساء وهي 2.16A، delta ندخل فيها قيمة الزيادة في تيار الحقن وهي عبارة عن قيمة ربع السماحية dt ،13.5mA يجب أن تكون كافية لمرحل الحماية لإغلاق اللاقط الخاص ب pick up أو بداية التشغيل، عادة ما تكون المدة الزمنية التي يحتاج إليها المرحل لإغلاق لاقط pick up قرابة 20 – 30 ms إلى ثلاثين فإختيارنا 100 ms هذا يكون كافي جدا للمرحل لإغلاق اللاقط.



الخلية التالية هي عبارة عن نتيجة قسمة delta على dt فنحصل على معدل زيادة التيار بالنسبة للزمن، بالتالي نجد انه نحتاج الى 55 خطوة للانتقال من تيار بداية الفحص 1.44A إلى تيار وقف الفحص وهو 2.16A .

الزمن الذي سوف يستغرقه الفحص هو 5.5s ، شرط وقف الفحص هو أن لاقط star يغير وضعيته من zero إلى 1، أي بمعنى أن اللاقط غير وضعيته من الفتح إلى الإغلاق، وهذا يدل على أن نوعية اللاقط هي مفتوح طبيعيا normally open .

لتطبيق فحص drop off أو نهاية التشغيل، نقوم بإدخال البيانات في السطر الثاني ، ونبدأ من قيمة 2.16A إلى قيمة 1.44A delta هي عبارة عن ربع السماحية ، ولكن هنا القيمة سالبة، وذلك لأن قيمة الانتهاء أقل من قيمة البداية حتى لو لم ندخل إشارة السالب يقوم البرنامج بشكل أوتوماتيكي بوضعها، dt أيضا 100ms إذا أردنا إضافة أي سطور إضافية للجدول نختار خيار ramps، من قائمة المهام ، ونضغط على append ramp، أو ramp before أو ramp after ، ومن الممكن حذف أي رام باختيار هذا السطر والضغط على delete ثم دليل delete ramp، بعد الانتهاء من test view نضغط على الأيقونة التالية لها وهي detail view، تشاهدون صفحة detail view بها صفحات analog output , binary output , trigger .



دائما نبدأ من اليمين إلى اليسار كما طبقنا في test view، نبدأ من صفحة trigger، نجد شرط وقف الفحص الخاص بأحد ramps ، لتغيير الشرط ليكون ramp الأول يمكننا عمل ذلك بطريقتين أحدهما الضغط مباشرة على ramp الذي نريد تحديد شرط وقف الفحص عنده ، بالضغط على ramp .

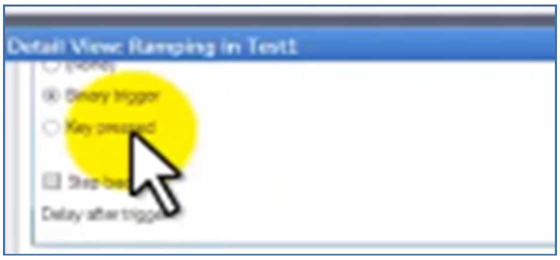
وبالتالي نجد stop condition ramp state 1 ، بالضغط على ramp الثاني نجد stop condition ramp state 2.

بعد بذلك نقوم بتحديد شرط وقف الحقن ، لو استخدمنا خيار nonيعني أن الفحص سوف يستمر من تيار بداية الفحص وسيستمر حتى الوصول إلى تيار وقف الفحص بغض النظر عن وضعية اللاقط stop condition is non .

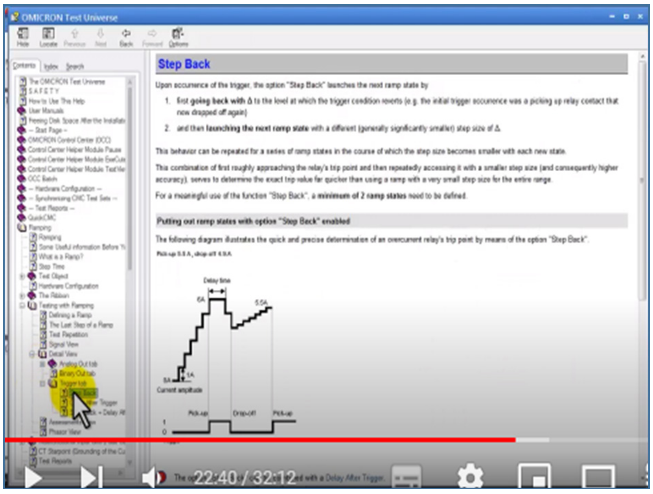
الخيار الثاني هو binary trigger ، وهنا يجب تحديد وضعية اللاقط ويتم ذلك عبر الضغط على زر الفأرة الأيمن binary trigger. وهنا نستطيع تحديد وضعية اللاقط الذي يجب أن نتوقف عنده بالضغط على اللاقط بزر الفأرة الأيمن، فإذا اخترنا set level to 1 معناها بأن هذا اللاقط سوف يتغير من zero إلى 1.

إذا ضغطنا على set level to zero ، أي بمعنى أن هذا اللاقط يتغير من 1 إلى zero . بالضغط على clear أي بمعنى أنه لن يؤخذ هذا اللاقط في عين الاعتبار في هذا الفحص. إذا الحالة التي يجب أن نختار هنا هي set level to 1 ، أي بمعنى أن اللاقط سوف يغلق عند الوصول إلى تيار بداية التشغيل.

هنا استخدام or , and يكون عادة عندما يكون لدينا أكثر من لاقط، هنا لاقط trip على إشارة X، أي بمعنى أن الفحص لن يأخذ هذا اللاقط في عين الاعتبار أثناء الاختبار، إذا كان لدينا أكثر من لاقط pick up أو start على سبيل المثال لكل phase ، فبهذه الحالة يجب علينا اختيار and ، بمعنى أنه عندما يكون جميع اللواقط مغلقة سوف يتوقف هذا الفحص، OR يعني بأنه إذا حصل CMC على أي من هذه اللواقط سوف يقوم بإيقاف الفحص في هذا ramp، ونظرا لأننا لدينا لاقط واحد فقط. فإن or , and ليس لهما أي تأثير على الاختبار الذي نقوم به .



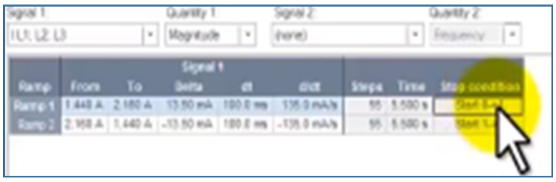
الخيار الثالث هو key pressed ويستخدم عادة عند فحص مرحل الحماية التي لا يوجد بها لاقط بداية تشغيل pick up contact ، وبالتالي على الفحص ان يقوم بالضغط على زر inter عند ملاحظته بأن المرحل قد بدأ بالعد وذلك من خلال إشارة ضوء ED أو تحرك قرص مرحل الحماية الالكتروميكانيكي.



خيار step back يتيح لك إجراء فحص بداية التشغيل عبر فحصين الأول Drlta أنت قمت احتسابها مثل ربع السماحية ، وعند الوصول إلى النقطة التي فعل عندها لاقط بداية التشغيل، يعود الفحص خطوة إلى الوراء ومن ثم ينتقل لفحص ramp جديد delta أقل، ولكن باستخدام delta بقيمة ربع السماحية ، فإننا لسنا بحاجة إلى خيار step back للمزيد من التفاصيل حول هذا الموضوع، يرجى الضغط على الزر help، ومن ثم الضغط step back، بعد ذلك نختار صفحة step back، لقراءة التفاصيل حول هذا الموضوع.

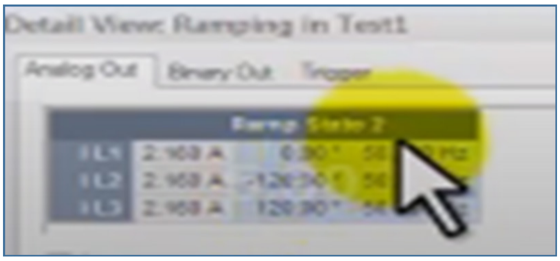
Delay after trigger يستخدم هذا الخيار تماما كاستخدام في quick CMC أي أن الجهاز لن ينتقل من ramp إلى آخر إلا بعد انتهاء هذه المدة الزمنية.

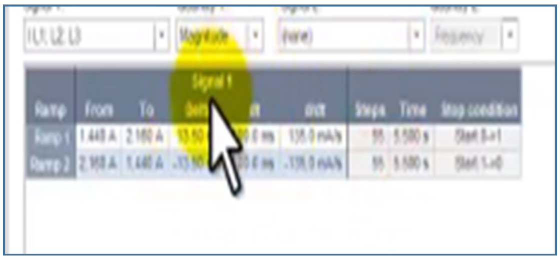
نجد أن stop condition في ramp الأول هو عندما ينتقل اللاقط من وضعية zero إلى وضعية 1، أي من وضعية الفتح إلى الإغلاق، وهذا هو الشرط الذي أحتاج إليه فعلا.



والشرط الثاني هو في ramp الثاني عندما ينتقل اللاقط من وضعية الإغلاق الوضعية الفتح وهذا هو الذي يحتاجه فعلا في ramp الثاني، وبالتالي في trigger كلا ramps بين تم تحديده Binary output أو بوت كما تشاهدون هنا نظرا لأننا وضعنا Binary output على وضعية not used وبالتالي لا أجد أي من Binary output مفعل هنا .

analog output هنا كما تشاهدون العمود الأول يحتوي على magnitude للتيار، وبالتالي هذا لا أستطيع تغييره، وذلك لأن هذا التيار سوف يتم تغييره من خلال الجدول في test view ، بينما أستطيع التحكم بالزاوية هنا و بالتردد، وذلك نظرا لأن هاتين القيمتين لا يتم التأثير عليهما من خلال الجدول هنا .

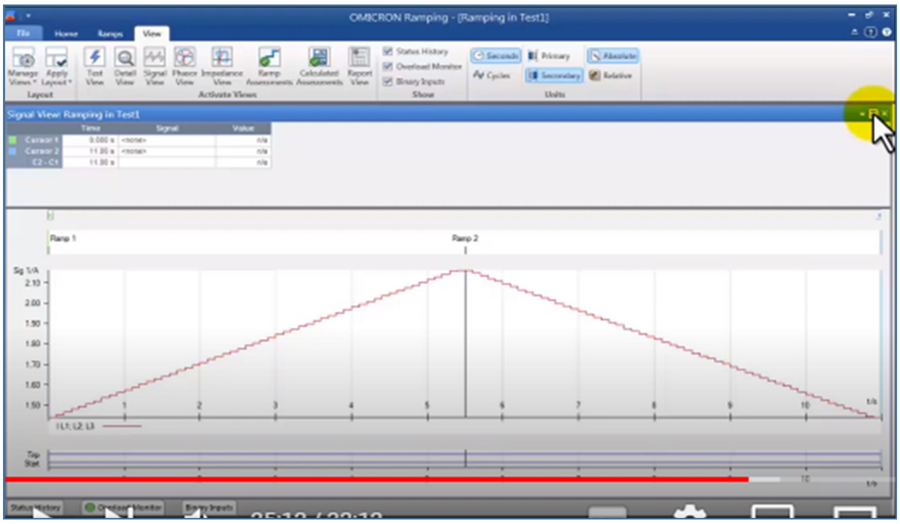




متى أحتاج أن أغير أي شيء في analog output ؟

مثلا إذا كنت أفحص مرحل حماية من زيادة التيار وأقوم بحقن عطل phase - phase على سبيل المثال L1,L2، إذا في هذه الحالة ولتفادي تفعيل حماية العطل الأرضي أقوم بوضع الزاوية 180° ما بين هذين phases، هذا على سبيل المثال.

بعد الانتهاء من صفحة detail view ، ننتقل إلى الصفحة التالية وهي signal view، من هنا يمكننا رؤية شكل الاختبار. برنامج ramping يتيح خاصية تقييم نتائج الاختبار بشكل أوتوماتيكي على عكس برنامج quick CMC ولكن ليستطيع البرنامج من تقييم النتائج يجب علينا إدخال القيم المرجعية التي يجب الاستناد عليها لتقييم النتائج .



لعمل ذلك نختار Ramp Assessments، وهنا يمكننا ملء الجدول الخاص بالقيم المرجعية لمقارنتها بنتائج الاختبار، نختار Nom. : 1.8A ثم نحدد قيمة Dev أو Tolerance أو السماحية وهي عبارة عن : 3% * 54mA = 1,8A

هنا يجب الأخذ في عين الاعتبار بأننا لا نحتاج لوضع إشارة الموجب أو السالب لأي من القيم هنا في السماحيات ، فالبرنامج سوف يأخذ هذه القيمة في عين الاعتبار ، بالتالي يجب علينا فقط إدخال قيمة 54mA، وسوف يقوم البرنامج باحتساب القيمة بالشكل الصحيح.

بالنسبة لل drop off سوف نقوم بإدخال البيانات التالية، قيمة الضرب المتوقعة هي :

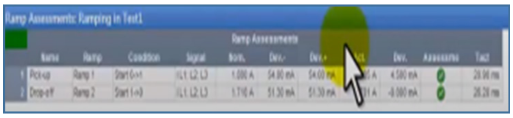
Drop off value = reset rstio * pickup value

قيمة reset rstio تساوي 0.95، وبالتالي فإن قيمة Drop off value هي :

1.8A = 1.71A * 0.95

نقوم بإدخال هذه القيمة في الجدول على أنها قيمة نهاية التشغيل المتوقعة ، بالإضافة الى السماحيات وهي : 3% * 51.3mA= 1.71A

بعد ذلك نعود الى صفحة signal view، ونبدأ عملية الحقن بالضغط على زر home، ومن ثم على زر start continue، عند الانتهاء من هذا الاختبار نذهب إلى view and then to ramp assesments ، وتجدون النتائج في الجدول .



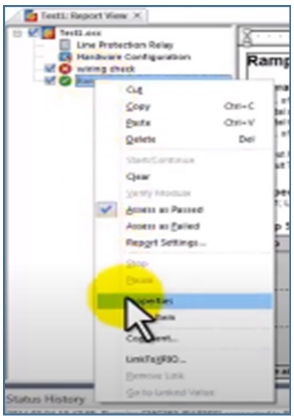
القيمة التي عمل عندها لاقط بداية تشغيل هي 1.805، وهذه القيمة تبعد عن القيمة الطبيعية أو المتوقعة بمقدار 4.5 mA، وبما أن هذه القيمة هي أقل من السماحية ، فتم تقييمها بنجاح.

هنا لاقط نهاية تشغيل أو تيارها التشغيل كان المتوقع 1.71A والقيمة الحقيقية هي 1.701، وهذه القيمة طبعا عن القيمة الطبيعية أو المتوقعة بمقدار 9mA، وهذه القيمة تقع ضمن السماحية وتم تقييمها بنجاح.



لمشاهدة التقرير نذهب إلى صفحة view و على report view ، إذا اردنا التحكم بمحتويات التقرير نضغط على home ومن ثم report setting .

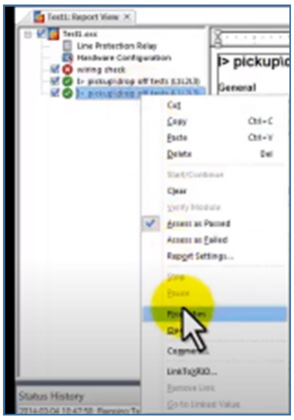
بعد ذلك يمكن وضع التقرير على خاصية التقرير الطويل أو التقرير القصير، ونختار هنا مثلا التقرير الطويل نضغط على زر OK .

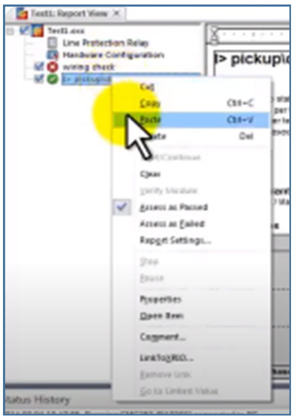


فنجد الآن التقرير وفيه تفاصيل أكثر ، بعد ذلك نقوم بإغلاق البرنامج ثم الضغط على زر الفأرة الأيمن والضغط على properities لتغيير اسم هذا الفحص .

أسميه I> PIickup\ drop off test

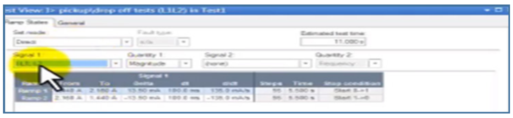
ثم نضغط على زر OK، إذا أردنا القيام بفحص آخر لنوع عطل آخر باستخدام ramping ، نقوم بالضغط على البرنامج بزر الفأرة الأيمن ثم عمل copy نسخ ، ثم نضغط عليه مرة أخرى بزر الفأرة الأيمن ثم نضغط على لصق، بعد ذلك نغير اسم البرنامج بالضغط بزر الفأرة الأيمن على module نذهب الى properities وتغييره إلى L1,L2 على سبيل المثال .

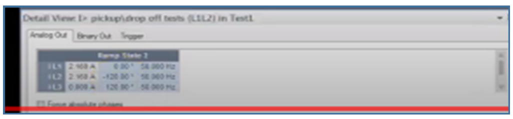




بعد ذلك نقوم بفتح هذا البرنامج ولإجراء الفحص مرة أخرى يجب علينا في البداية إزالة النتائج من التقرير ثم نذهب إلى TEST VIEW، وهنا أستطيع أن أغير الموجة فأعمل الفحص L1,L2 ، ولكن يجب علينا أن نأخذ بعين الاعتبار بأن الزاوية ما بين هذين الفائزين يجب أن تكون 180° ، ويتم ذلك من خلال الذهاب الى detail view .

وهنا ندخل الزاوية 180° هذا في state الأول ، وفي state الثاني أيضا نحتاج تغيير الزاوية الى 180° لتفادي تشغيل الحماية من العطل الأرضي .





بعد ذلك نذهب الى signal view، ونقوم بإجراء الفحص مرة أخرى.

لمشاهدة النتائج نذهب الى view and then report view لتشاهد النتائج.

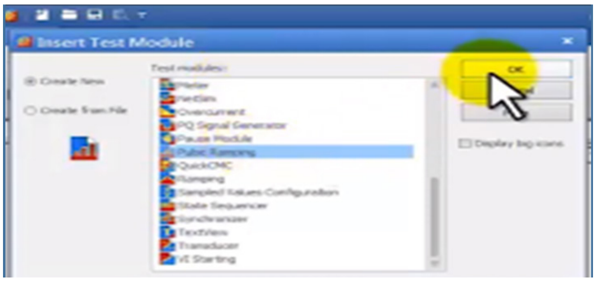
نذهب الى ramp assessments لمعرفة النتائج ومعرفة فيما اذا اجتاز هذا المرحل الاختبار بنجاح أم لا.

بعد الانتهاء من الاختبار أقوم بإغلاق هذا البرنامج .

الآن سوف نتعلم كيف نفحص بداية التشغيل pickup test للمرحلة الثانية لحماية زيادة التيار دون الحاجة إلى تعطيل المرحلة الأولى.
بعد ذلك، سوف نتعلم كيفية إجراء فحوصات الزمن وبداية التشغيل لحماية زيادة التيار باستخدام over current test module .

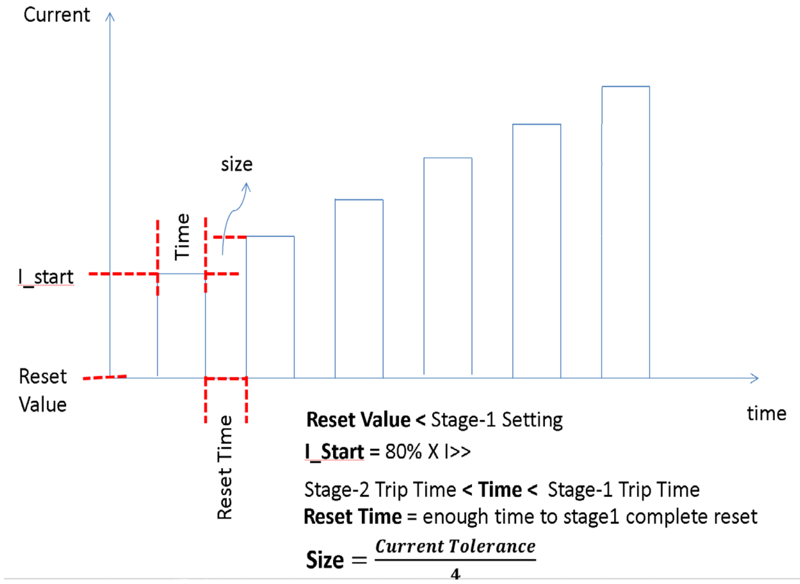
نبدأ بفحص بداية التشغيل للمرحلة الثانية لحماية زيادة التيار، ولإجراء هذا الفحص نقوم بإدخال برنامج pulse ramping.

Insert – test module – Pulse ramping – OK



قبل أن نبدأ في شرح البرنامج، دعونا نرى مبدأ هذا الفحص .
نبدأ الحقن بقيمة تيار يجب على هذه القيمة أن تكون أقل من إرساء المرحلة الأولى لحماية زيادة التيار، وذلك لنضمن أن المرحلة الأولى لن تعمل على إغلاق لاقط الفصل.
بعد ذلك نقوم بحقن تيار بدء الفحص، وننصح بأن تكون هذه القيمة تساوي 80% من قيمة إرساء المرحلة الثانية لحماية زيادة التيار، وتتم عملية الحقن لمدة تسمى fault time، وهذه المدة يجب أن تكون أكبر من زمن فصل المرحلة الثانية وأقل من زمن فصل المرحلة الأولى، وذلك لنضمن أن أي إغلاق لاقط الفصل سيتم عن طريق المرحلة الثانية فقط لا عن طريق المرحلة الأولى لحماية زيادة التيار.
إذا لم يغلق لاقط الفصل خلال هذه المدة سوف تعود قيمة الحقن إلى قيمة reset value.
ولمدة reset time ، وهذا الوقت يجب أن يكون كافيا لمرحل الحماية لعمل reset للمرحلة الأولى لحماية زيادة التيار.
بعدها تتم عملية حقن قيمة تيار أعلى من التيار السابق بقيمة delta وهذه القيمة عادة ما أنصح بأن تكون مساوية لربع السماحية .

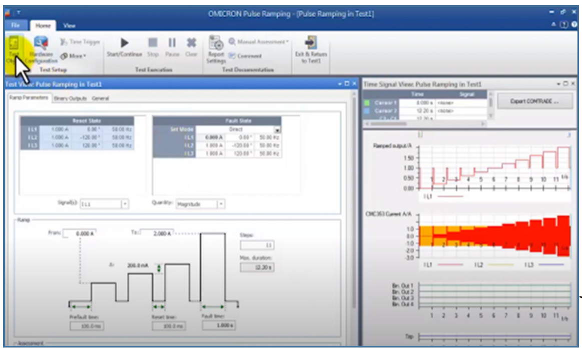
وهكذا إذا لم يغلق لاقط الفصل خلال هذه الفترة الزمنية، ستعود عملية الحقن إلى قيمة reset value ، ونستمر على هذا المنوال الى ان يغلق لاقط الفصل او تصل عملية الحقن لقيمة تيار وقف الفحص وهي 120% من قيمة الإرساء.



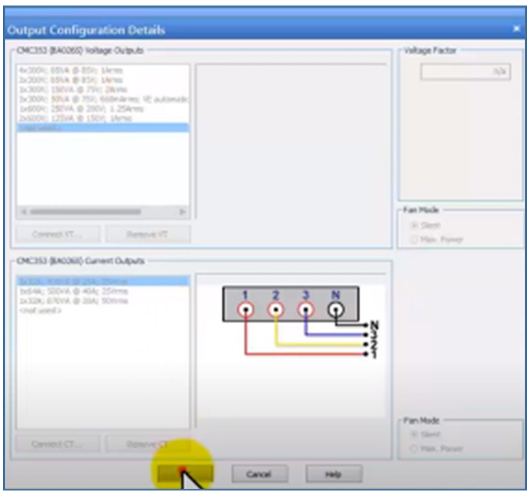
نعود الآن إلى البرنامج لتطبيق هذا المبدأ، كما تعلمنا سابقا، فإنه علينا يجب تطبيق قانون Ohm لإجراء أي اختبار باستخدام أي من test module في برنامج test universe لجهاز CMC ، نبدأ بفتح :

Test object – device – edit

فنجد بأن جميع البيانات موجودة وليست بحاجة الى تغيير، حيث ان هذه البيانات هي نفسها التي تم ادخالها في الـ global test object ، إذا اضغط على زر OK، ثم OK.



نذهب الى الخطوة الثانية وهي Hardware configu- ration ، نتأكد من أن جميع التوصيلات صحيحة اضغط على details، وهنا كما تشاهدون لا يمكننا تغيير أي خيار هنا، وذلك لأنني في local hardware configuration ، وإذا أردت تغيير أي شيء هنا يجب علي الذهاب إلى Global hardware configuration ، إذن أضغط هنا على زر OK .



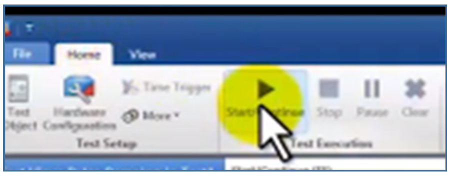
بعدها انتقل إلى صفحة analog outputs، نتأكد من أن جميع التيارات التي يحتاج إليها مفعلة بالشكل المطلوب، بعد ذلك نضغط على صفحة binary analog inputs ، وهنا نحتاج للاقط الفصل فقط وجميع المداخل الأخرى نضغط عليها خيار not used ، ثم ننتقل إلى صفحة binary outputs.

وبما أنني لا أريد استخدام أي من هذه المخارج فأقوم بوضعها جميعا على خيار not used.

وبعدها ننتقل الى صفحة times source، التي من خلالها يمكن تحديد توقيت بدء الحقن لجهاز CMC ، وهذا الخيار سيكون مفعلا فقط اذا كان جهاز CMGPS موصول مع جهاز CMC .

ولكون جهاز CMC ليس موصولا بأي CMGPS ، نجد بأن هذا الخيار غير مفعل فنبقيه على not used، ثم نضغط على زر OK.

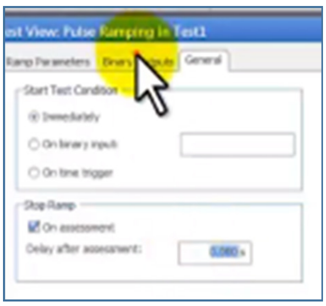
الخطوة التالية هي خطوة Test module ، وكما شرحنا سابقا فإننا دائما نبدأ من صفحة view ، test view ثم test view ، كما تشاهدونه هنا هذه هي صفحة test view أقوم تكبيرها، بعد ذلك نقوم بتصفح صفحات test view من اليمين الى اليسار كما ذكرنا سابقا، فنبدأ من صفحةgeneral .



هنا نجد شرط بداية الاختبار **الخيار الأول Immediately**، أي بمجرد الضغط على زر start continue تبدأ عملية الحقن.

الخيار الثاني on binary input ، أي بمعنى أنه إذا أردنا بدء عملية الحقن عندما يصل جهاز CMC لاقط معين خارجي.

الخيار الثالث هو on time trigger ، أي أن جهاز CMC سيقوم بعملية الحقن ، عند لحظة زمنية معينة يتم تحديدها مسبقا، نقوم باختيار Immediately الخيار المناسب للفحص الذي نريد القيام به الآن.



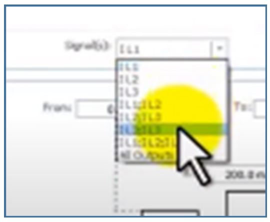
الخيار التالي هو خيار لوقف الفحص، فهنا نجد أن الجهاز سوف يوقف الفحص مباشرة عند حصوله على لاقط الفصل أي بزمن تأخير Zero، أي بمعنى أن جهاز CMC سيستلم إشارة الفصل، بعد ذلك سيقوم بوقف الفحص مباشرة بدون أي زمن تأخير.

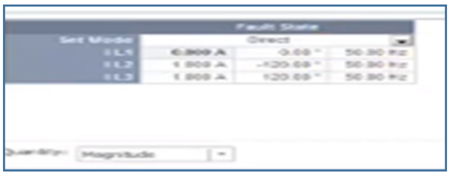
ويتم تغيير هذه القيمة فقط إذا كان لدينا أكثر من لاقط ، أي لاقط فصل لل phase الأول لاقط فصل لل phase الثاني لاقط فصل للphase الثالث. وفي هذه الحالة فأنا لا أعرف أي من هذه اللواقط سوف يأتي أولا ، فأقوم بإضافة زمن تأخير بسيط على جهاز CMC قبل أن يوقف عملية الفحص .

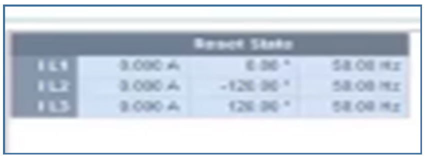
بعد ذلك ننتقل الى صفحة binary outputputs فنجد أن الصفحة فارغة تماما ، وذلك لأننا وضعنا جميع هذه المخارج على خيار not used في hardware configuration.

بعد ذلك ننتقل إلى صفحة Ramp Parameters، الجدول على اليسار هنا يتم ادخال بيانات reset value، وكما ذكرنا سابقا، فإن reset value يجب أن تكون أقل من قيمة الإرساء للمرحلة الأولى من حماية ذات التيار، وبما أن إرساء المرحلة الأولى لحماية زيادة التيار هي 1.8A ، فعلي وضع أي قيمة أقل من هذه القيمة، وأنا دائما أنصح باستخدام zero.

الجدول يبين القيم التي سيتم حقنها أثناء fault time، وأيضا تشاهدون هنا في set mode نفس القائمة الموجودة في quick CMC and Ramping ، اختار direct، وهنا نستطيع اختيار الموجة التي نريد حقنها، فأختار IL1,IL2,IL3.







بعدها نحدد الجزئية التي نرغب في تغييرها، نختار Magnitude، نبدأ بقيمة from ، ونختار 80% من قيمة الإرساء ، 80% مضروبة في 6A ينتج لدينا 4.8A.

ومن ثم To ونختار قيمة 120% من قيمة الإرساء، 6A*120% ، ينتج لدينا 7.2A.

delta قيمتها تساوي ربع السماحية ، السماحية 3% * 6A فينتج لدينا 180mA نقسمها على 4 فينتج لدينا 45mA.

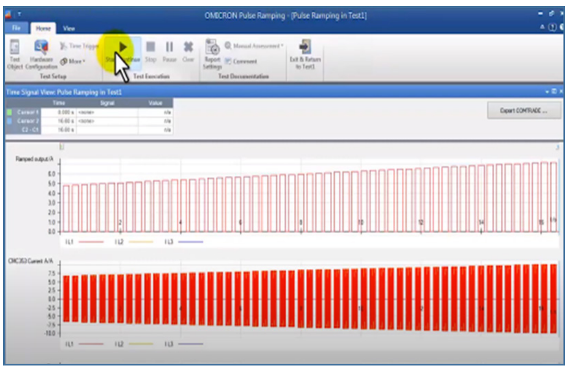
Prefault time ندخل هنا المدة الزمنية وخلال هذه المدة سيقوم جهاز CMC بحقن قيم reset value .

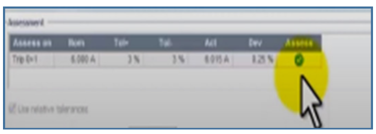
Reset time نختار قيمة المدة الزمنية التي يحتاجها مرحل الحماية لفتح لاقط pickup وعمل reset للمرحلة الأولى لحماية زيادة التيار، هنا اختار قيمة 100ms فتكون كافية للمرحل التي يقوم بفحصه، وقيمة fault time تكون أكبر من زمن فصل المرحلة الثانية، وأقل من زمن فصل المرحلة الأولى ، وبالتالي زمن فصل المرحلة الثاني هو 100ms زمن فصل المرحلة الأولى هو 500ms ، فأختار أي قيمة ما بين 100ms and 500ms فيمكنني إدخال 200ms، على سبيل المثال بعد ذلك في منطقة التقييم في الجدول ندخل البيانات التي سيعتمد عليها البرنامج في تقييم النتائج، عندما يغير لاقط الفصل وضعيته من zero to one أي من حالة الفتح إلى حالة الإغلاق، سيتم إيقاف الفحص.

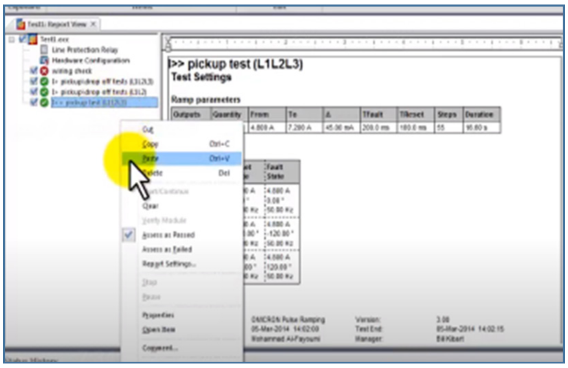
Nom ندخل قيمة الإرساء وهي 6A.



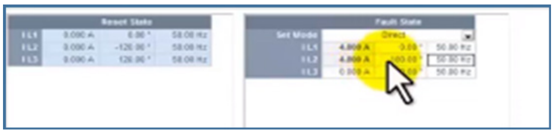
Tol- and Tol+ يمكن إدخال القيمة المطلقة أو القيمة النسبية بالضغط على use relative tolerances ، هنا يمكن إلغاء إدخال قيمة السماحية 3% ، عند إزالة هذا الخيار، يتم احتساب القيمة المطلقة لهذه السماحية ، بعد ذلك ننتقل الى صفحة view، ومن ثم نختار time signal view ، فنجد الموجة التي سيقوم جهاز CMC بحقنها لإجراء هذا الاختبار. لبدء الاختبار نضغط على زر Home – start continue ، يقوم جهاز CMC الآن بإجراء عملية الحقن على مرحل الحماية، لمعرفة نتائج هذا الاختبار نذهب الى test view، الى جدول التقييم، فنجد أن القيمة الطبيعية هي 6A ، القيمة الحقيقية التي اشتغل عندها أو أغلق عندها لاقط الفصل هي 6.015A ، وهذه القيمة بعيدة عن القيمة الطبيعية والمتوقعة بمقدار 0.25% ، وبالتالي تم تقييم هذه القيمة على أنها قيمة ناجحة وبالتالي اجتاز المرحل هذا الاختبار بنجاح.



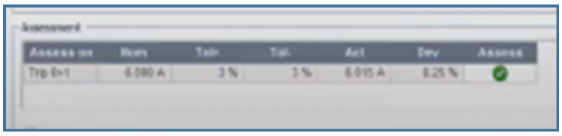




بعد ذلك أقوم بإغلاق هذا البرنامج ثم أقوم بتغيير اسم هذا module ، ثم أضغط على زر OK. إذا أردت إجراء فحص آخر بعطر آخر أقوم بعمل copy paste .



أقوم مثلا بتغيير اسم هذا الفحص ومن ثم أقوم بفتح module مرة ثانية، وفي هذه الحالة لا نحتاج لتطبيق قانون Ohm لأن هذا module هو عبارة عن نسخة لل module السابق، فأقوم بعمل clear للنتائج ومن ثم تغيير الموجة، وهنا يجب أن نتأكد بأن الموجة الثالثة أو التيار الثالث صفر وأن الزاوية ما بين التيارين هي 180°.



بعد ذلك اذهب الى Time signal view، وأقوم بإجراء الاختبار، لمعرفة النتائج اذهب الى قائمة view – test view إلى جدول التقييم، فنجد أن القيمة الحقيقية هي 6.015A ، وتمثل بعد عن القيمة المتوقعة بمقدار 0.25% ، وبالتالي اجتاز هذا المرحل الاختبار بنجاح .

نقوم بإغلاق هذا module .

الآن دعونا نتعرف على كيفية إجراء الفحوصات الزمنية وفحوصات بداية التشغيل ونهاية التشغيل عن طريق over current test module .

نقوم بالضغط على

.Insert – insert test module – over current - OK

كما تعودنا فإن خطوات الفحص باستخدام أي test module هي Ohm، إذن يجب علينا دائما تطبيق قانون Ohm، اضغط على

- test object – device – edit

نجد أن جميع البيانات التي تم تعبئتها في Global test object تظهر هنا، وبالتالي فأنا لا أحتاج الى تغيير أي معلومة هنا ، اضغط زر OK

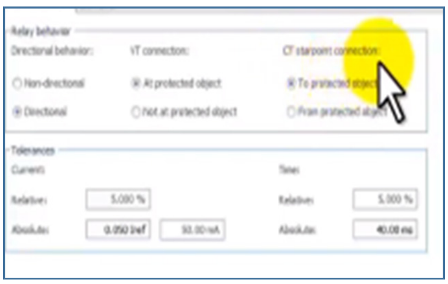
Distance أنا لا أفحص distance function، وكذلك هنا هذا module لا يسمح لك بفتح هذا block وبالتالي فقط نتجاهله.

Overcurrent Block، وكما تشاهدون الآن Overcurrent test module هو أول dedicated test module يمر علينا، وبالتالي سوف تشاهدون أنه في كل dedicated test module سوف يظهر لديكم Block باسم هذا module

مثلا overcurrent لدينا block باسم overcurrent.

نضغط على edit نبدأ من Relay Parameters ، هنا نحدد إذا كانت هذه الحماية اتجاهي أم لا سواء نختار non-directional or directional.

إذا كانت الحماية اتجاهية فيتوجب علينا تحديد موقع VT هل هو على line أو على busbar ؟



وكذلك CT star point نقطة التعادل لمحول التيار هل هي باتجاه line أو باتجاه busbar السماحية لدينا غير اتجاهية ، هنا نقوم بادخال السماحيات ولسنا بحاجة لادخال او احتساب أي سماحية ، كل ما علينا القيام به هو ادخال السماحيات كما هي في manual وسيقوم test module بشكل أوتوماتيكي باحتساب كل سماحية وأخذ الأكبر في عين الاعتبار.

هنا يتوجب علينا ادخال السماحيات الخاصة بالتيار و بالزمن، نقوم بأخذ هذه القيم من manual . سماحية التيار هي 3% أو 10mA و سماحية الوقت هي 1% أو 10ms أقوم بادخال هذه القيم.

Relative 3% , absoulute 10mA (current)

Relative 1% , absoulute 10ms (time)

بالتالي فإن البرنامج سوف يقوم باحتساب كل سماحية على حدى ، وأخذ الأعلى في عين الاعتبار. بعد ذلك نذهب الى صفحة elements، هنا يمكننا اختيار نوع هذا element، يمكننا اختيار نوع الحماية التي نريد القيام بفحصها كما تعلمون .

فإنه لدينا خمسة تطبيقات على الحماية من زيادة التيار منها :

- Phase overcurrent

حماية من زيادة التيار المعروفة لديكم

- Residual overcurrent

وهي الحماية من العطل الأرضي

- Positive and negative sequence and zero sequence element

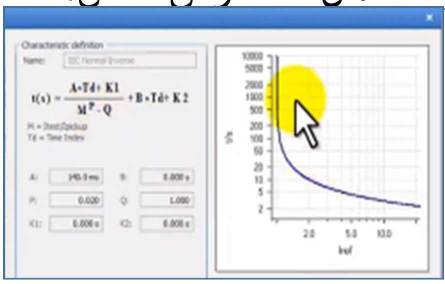
إذا كان مرحل الحماية يحتوي على أكثر من حماية، فإننا يجب علينا إدخال كل ارساءات هذه الحمايات هنا.

مثلا، إذا كان لدي حماية زيادة التيار أقوم بإدخال ارساءات زيادة التيار هنا.

إذا كان لدي الحماية من العطل الأرضي أقوم باختيار Residual وأقوم بإدخال ارساءات العطل الأرضي هنا وهكذا.

إذا لدينا الآن الحماية من زيادة التيار، ولدينا هذا الجدول أمامنا وهذا اللون الأخضر لهذا هذه الحماية ولهذه المرحلة ، لتغيير أي شيء في هذا الجدول نقوم بعمل double klick على هذه الخلية أو على أي شيء نريد التغيير فيه .

على سبيل المثال أختار هنا I> Stage1 كإسم لهذه المرحلة أو لهذا الإرساء ، هنا بالضغط على double klick على Characteristics، من الممكن اختيار نوع operating Char- acteristics هل هي definite time أي بمعنى أن هذه الحمية تعمل عند زمن معين. إنما Inverse تطبيق هذه المعادلة وهذه القيم في هذه المعادلة يظهر لدينا ما هي معادلة Normal inverse وتظهر بهذا الشكل .



لن نقوم باختيار أي من هذه الخيارات ، أو لدينا Very Inverse and extremely Inverse هنا في قائمة Inverse العديد من operating Characteristics على سبيل المثال standared مختلفة ABB , IEEE , IEC , ANSI , إلى آخره، لدينا العديد من curves. الحماية التي لدينا فيها IEC Definite time للمرحلة الأولى فاضغط عليها واضغط على select.

الإرساء I Pick-up = 1.8A .

Time زمن الفصل هو 500ms

Ratio Reset هي 95%.

إذا أردنا الآن إدخال المرحلة الثانية نقوم بالضغط على زر add ويظهر لدينا هنا سطر جديد ولون جديد ايضا نقوم بتغيير هذا الاسم، أيضا هنا يمكننا تغيير Characteristics ، نحن نحتاج إلى Definite time أيضا، I pick-up هي 6A، زمن الفصل هي 100ms، هنا في الأسفل يمكن أيضا تغيير البيانات الموجودة في هذا الجدول من هنا مباشرة.

Range limits يمكن أيضا تحديد range الذي تعمل من خلال هذه المرحلة، على سبيل المثال يمكن القول بأن هذه المرحلة يمكن أن تعمل من قيمة تيار 1.8 الى قيمة تيار 10 .

بعد ذلك هذه المرحلة غير مفعل على الإطلاق على سبيل المثال، ويمكن تطبيق هذه بالنسبة للمرحلة الثانية أيضا.

إذا لم يكن لدينا أي Limits لأي مرحلة، فيمكن تجاهل هذا الخيار.

أيضا هنا بالنسبة للاقط الفصل ، off تعني أنه لا يوجد هناك أي Characteristics ، أي بمعنى أنه لو توقف الحقن فإن مرحل الحماية مباشرة سيقوم ب عمل reset لل trip contact

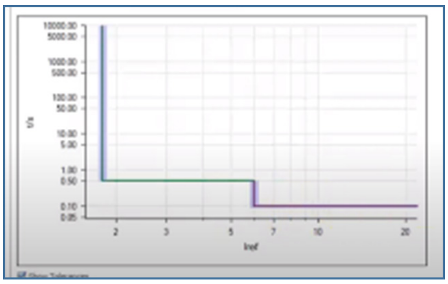
أو Definte time أي بمعنى أن مرحل الحماية سوف يقوم بعمل reset ل trip contact بعد زمن معين أو Inverse timeعلى سبيل المثال.

في الحالة التي لدينا لا يوجد لدينا أي reset Characteristics ، أي بمعنى أن المرحل عندما لا يوجد عليه أي عملية حقن سوف يقوم بفتح اللاقط مباشرة.

بالضبط على view resulting Characteristics نشاهد هنا لدينا مرحلتين للحماية من زيادة التيار.

المرحلة الأولى وزمن الفصل هو 500ms definite time Characteristics

لمرحلة الثانية تبدأ من 6A وزمن الفصل هو 100ms.



بعد الانتهاء من إدخال هذه الارساءات نقوم بالضغط على زر OK ومن ثم الضغط على زر OK .

الخطوة الثانية هي Hardware configuration نضغط عليها و أتأكد من أن ثلاثة تيارات لدي هنا لا أستطيع أن أغير أي شيء لأنني في local Hardware configuration.
Analog outputs أتأكد من أن جميع التيارات مفعلة بالشكل المطلوب
Binary inputs في هذا الاختبار نحتاج الى trip contact لاقط الفصل ونحتاج start contact لاقط بداية التشغيل ، وذلك لأنني أستطيع القيام بجميع الفحوصات للحماية من زيادة التيار عن طريق overcurrent test module .
Binary outputs لا أحتاج إلى أي Binary outputs هنا فأقوم بوضعهم على اختيار not used ، بعد ذلك أقوم بالضغط على زر OK.

الخطوة الثالثة هي test module كما تحدثنا سابقا إذا وصلت إلى مرحلة test module ، وكان لدي صفحات مختلفة أقوم بفتح هذه الصفحات من اليمين إلى اليسار، وبالتالي أبدأ بصفحة Binary outputs كما تشاهدون هنا ليس لدي أي Binary outputs ، وذلك لأننا وضعنا جميع Binary outputs في Hardware configuration على خيارnot used .
Triggerهنا مرجعية الوقت أو Time reference أي إذا اخترنا fault inception فان جهاز CMC سوف يعطي الوقت من لحظة حصول العطل إلى لحظة وصول لاقط الفصل.

إذا اخترت start هنا تعني بأن جهاز CMC سوف يعطي التوقيت من لحظة pick-up أو من لحظة بداية التشغيل إلى لحظة trip ، وأنا أنصح دائما باستخدام fault inception Trip condition هنا تبين وضعية اللاقط النهائية التي يحتاج جهاز CMC للتعرف عليها لاعتماد حالة trip أو حالة الفصل .

فهنا رقم واحد هذا يعني بأن إذا لاقط trip اصبح 1 أي بمعنى أن لاقط trip أغلق، سوف يقوم جهاز CMC باعتبار أن هذه هي حالة trip وسيقوم بإيقاف الفحص لتلك النقطة وفحص النقطة التالية.

وجود إشارة X هنا على start contact تدل على أن هذا contact لن يؤخذ في عين الاعتبار في حالة trip، وبالتالي بوجود contact واحد فقط فإن AND , OR هنا لا تحدث أي تغيير على الفحص.

بعد ذلك نقوم بالذهاب إلى صفحة fault في صفحة fault هنا لدينا خيارات load set-ting ، سيقوم جهاز CMC بحقن قيمة هذا التيار على الثلاث phases خلال مدة prefault time .

هنا Postfault time ، خلال هذه المدة سيقوم جهاز CMC بحقن Zero current أي بمعنى أن الجهاز CMC لن يحقن أي تيار ، وذلك لإظهار حالة trip لمرحل الحماية حيث ان مرحل الحماية قد أغلق لاقط الفصل خلال fault time .

بعد ذلك يتوجب على جهاز CMC ان لا يحقن أي قيمة تيار وذلك لتمثيل الوضع الطبيعي لمرحل الحماية في المحطة، حيث أن مراحل الحماية عند إغلاق لاقط الفصل فإنه لا يتوقع أن يقوم بقراءة أي تيار، فخلال هذه المدة، سيقوم جهاز CMC بعدم حقن أي قيمة تيار ، وبالتالي إعطاء مرحل الحماية الفرصة الكافية لعمل RESET وذلك تمهيدا لاختبار النقطة التالية relative max. time , Absolute max. time .

في حالة أن جهاز CMC قد طبق موجة العطل ولكنه لم يستلم أي contact أو لاقط من مرحل الحماية، وذلك من الممكن أن يحصل لعدة أسباب اللاقط غير موصلة بشكل سليم، يبدو أن هنالك lose في connection .

يبدو أن هذا اللاقط الذي تم توصيل جهاز CMC عليه هو لاقط لم يتم برمجته لإجراء هذه المهمة، وبالتالي فجهاز CMC يقوم بحقن قيم عطل على مرحل الحماية ، ولكن مرحل الحماية من الممكن أن يكون قد فعل الحماية من زيادة التيار ، ولكن هذا اللاقط لم يغلق بالنسبة لل CMC .

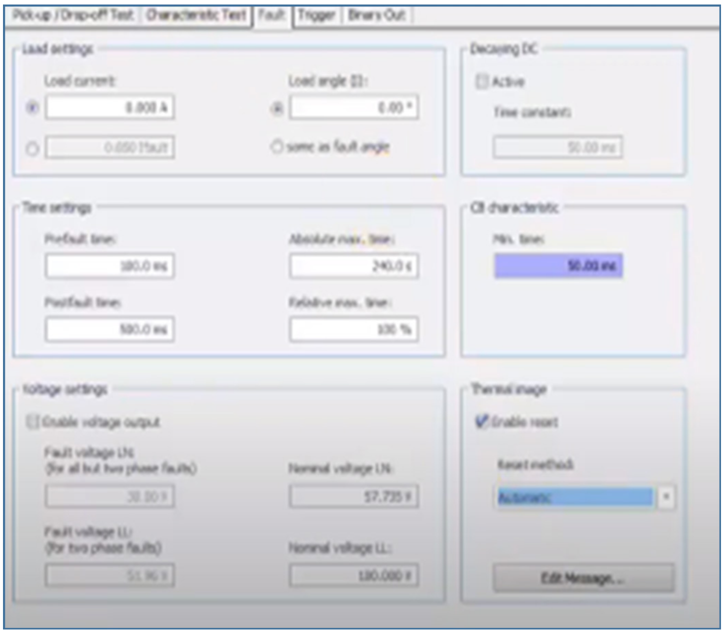
وبالتالي إلى متى يتوجب على جهاز CMC أن يبقي على عملية الحقن ؟

فهنا لدينا توقيت تام 100% ، أي بأن جهاز CMC سوف يأخذ بعين الاعتبار الوقت المتوقع لمرحل الحماية ليغلق لاقط الفصل فيه، إذا تم تجاوز هذه المدة الزمنية فان جهازCMC سوف يوقف عملية الحقن ، ويعطي إشارة أن هذا مرحل لم يغلق لاقط الفصل هنا 240s ، فبالتالي البرنامج سوف يحتسب هاتين القيمتين وسيأخذ الأصغر في عين الاعتبار، مثلا لو كنا نقوم بحقن تيار لفحص المرحلة الأولى من حماية زيادة التيار.

المرحلة الأولى زمن الفصل فيها 500ms ، إذا 100% من 500ms هو 500ms تقارن مع 240s، وتؤخذ القيمة الأقل في عين الاعتبار، إذا سيقوم جهاز CMC بعمل حقن لل fault لمدة 500ms آخذين في عين الاعتبار السماحية، بعد هذه المدة سيقوم جهاز CMC بوقف الحقن والانتقال إلى مرحلة Post fault تمهيدا لفحص النقطة التالية.

Voltage settingsيتم استخدام هذه الإرساءات في حالة فحص الحماية الاتجاهية ، وبالتالي هنا في حالة الأعطال الأرضية، يمكنك تحديد polarization voltage الذي يمكن لجهاز CMC تطبيقه على مرحل الحماية لمعرفة اتجاه التيار، وكذلك يمكن إدخال VOLT في حالة phase – phase fault .

Decaying DC يمكن استخدام هذه الخاصية إضافة بعض DC content على fault signal ، وهذه الخاصية تعتبر أكثر أهمية لمصنعي مرحل الحماية من الأشخاص الذين يقومون بعمل الصيانة الدورية لمرحل الحماية، وذلك لأن المصنعين يحتاجون لمعرفة كيفية استجابة مرحل الحماية لبعض الموجات التي تحتوي على بعض DC ، وبالتالي فإن هذه الخاصية قد لا تكون ذات أهمية لفرق الصيانة الدورية .



Thermal image تستخدم لفحص حمايات thermal over load ، وعادة هذه الحمايات موجودة على motors ، يقوم مرحل الحماية اغلاق لاقط الفصل عند أي قيمة تيار عطل ، ولكن هذا المرحل لا يقوم بفتح لاقط الفصل مباشرة ، وذلك لضمان عدم تشغيل هذا motor حتى يتم تبريد هذا motor ، وبالتالي هذ الزمن ، أو عملية فتح لاقط الفصل قد يستغرق 45 دقيقة في بعض الحالات حسب قيمة تيار العطل قد تستغرق ساعة أو ساعتين او اكثر ، وبالتالي اذا كان الفاحص يريد ان يفحص اكثر من نقطة على carve فان هذا الامر سيستغرق منه وقت طويل جدا ، ولكن لتفادي الانتظار لوقت طويل جدا ، يجب على الفاحص ان يقوم بعمل ,,, بشكل يدوي لمرحل الحماية ويمكن عمل reset اما بطريقة يدوية أي بان هذا الفاحص سوف يقوم بتوصيل مرحل الحماية عن طريق الكمبيوتر وعمل reset او بطريقة اوتوماتيكية بحيث ان جهاز CMC يقوم بإرسال لاقط لمرحل الحماية ، من الممكن برمجة لاقط معين .

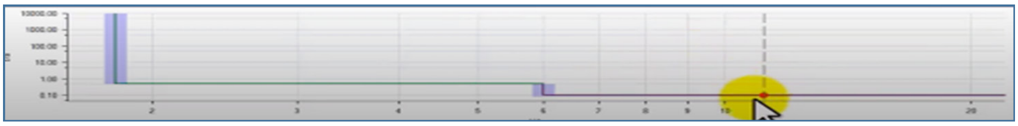
Hardware configuration – binary outputs

من الممكن برمجة أحد binary contacts ليكون Thermal reset، اذا تمت برمجة اللاقط رقم 1 ليكون Thermal reset ، فإن جهاز CMC سوف يقوم بإجراء فحص النقطة الأولى ، فيقوم مرحل الحماية بعمل trip ، بعد ذلك سيقوم جهاز CMC بإرسال إشارة Thermal reset عن طريق binary output بشكل اوتوماتيكي عن طريق مرحل الحماية ، ويقوم مرحل الحماية بعمل reset لل trip contact ، بعد ذلك سيقوم جهاز CMC بفحص النقطة التالية ، وبالتالي من الممكن أيضا استخدام هذه الخاصية في حالة اذا كان لدينا trip contact في مرحل الحماية على وضعية lash أي بمعنى انه لا يعمل reset بشكل اوتوماتيكي فنقوم بالضغط على هذه الخاصية ويمكن كتابة مسج معينة هنا :
Please reset trip contact for the next test

وبالتالي إذا ضغطت على زر OK وكان لدي مرحل حماية من زيادة التيار ووضعية اللاقط فيه هي lash فان جهاز CMC سيقوم بفحص النقطة الأولى ، مرحل الحماية سيقوم بإغلاق لاقط الفصل ، ولكن جهاز CMC لن يقوم بالانتقال للنقطة الثانية بل سوف تحصل على هذه الرسالة التي قمت بكتابتها ، فسوف تقوم بشكل يدوي بعمل reset للاقط الفصل من مرحل الحماية ، بعد ذلك بالضغط على زر enter بعدها سوق يقوم جهاز CMC بفحص النقطة الثانية وهكذا .

في الحالة التي لدينا مرحل الحماية سوف يقوم بعمل Reset للاقط الفصل بشكل اتوماتيكي لذلك انا لا احتاج لهذه الخاصية .

الصفحة الثانية هي characteristic test هنا المرحلة الأولى والمرحلة الثانية لحماية زيادة التيار ، كما يمكنني سحب نقطة الفحص هذه على طول هذه المراحل ، اذا كانت النقطة هنا باللون الرمادي فانه يمكنك فحص هذه النقطة ، اذا تحولت هذه النقطة الى اللون الزهري ، فانه لا يمكننا فحض هذه النقطة لان هذا التيار عالي جدا وأعلى من max current .
التيار الذي تحتاجه لفحص هذه النقطة هو 11.16A وأقصى قيمة تيار تم تحديدها في local test object هي 10A اذاً لا أستطيع أن افحص أي قيمة تيار أبعد من 10A .



يمكن تحديد هذه النقاط بهذا الشكل بشكل عشوائي ، أو من الممكن اختيار على سبيل المثال المرحلة ، وهنا يمكن بكتابة factor معين ، أي أنا أريد أن افحص نقطة I> stage1 على سبيل المثال ، فهنا تشاهد I> stage1 عبارة عن 1.8*2 فينتج لدينا 3.6A وهذه هي نقطة الفحص إذا أردنا اختيارها أقوم بالضغط على زر add. هنا يمكننا أيضا تغيير نوع العطل ، يمكن أن أغيره إلى 3-phase current على سبيل المثال .

إذا أردت إضافة نقطة أخرى ، أقوم بالضغط على 3 أضعاف واضغط على زر add فيمكن تغيير العطل هنا ، أو أقوم بشكل يدوي بسحب هذه النقطة لمنطقة ما ، أقوم بالضغط على زر add .

بعد هذا أقوم بالذهاب إلى صفحة pick-up of drop test هنا يظهر لدينا relay type وبالتالي يتوجب علي اختيار نوعية مرحل الحماية ، لدينا نوعان من مرحل الحماية مرحل حماية with start contact يحتوي على لاقط بداية التشغيل ومرحل لا يحتوي على لاقط بداية التشغيل ، فإن جهاز CMC سيقوم بإجراء فحص بشكل اتوماتيكي لفحص مرحلات الحماية التي ليس فيها لواقط بداية تشغيل ، للمزيد من التفاصيل عن هذا الاختبار نقوم بالضغط على زر help نختار pick-up of test وهنا أنواع مرحلات الحماية .

كيف يقوم جهاز CMC بفحص مرحلات حماية with start contact وكيف يقوم جهاز CMC بفحص مرحلات حماية التي ليس فيها start contact ؟

مرحل الحماية with start contact فأقوم بالضغط على زر add بهذه الطريقة أكون قد حددت نقطة فحص pick-up off drop test للمرحلة الأولى فقط من زيادة التيار ، ووضعت نقاط فحص للزمن في المرحلة الأولى والثانية باستخدام برنامج .. أستطيع ان أقوم باجراء الفحوصات الزمنية ، وفحوصات بداية ونهاية التشغيل للمرحلة الأولى لحماية زيادة التيار ، المرحلة الثانية لا يمكن فحصها الا باستخدام pulse ramping أو pulse ramping عن طريق quick CMC .

الآن بالضغط على زر start - continue سيقوم جهاز CMC بإجراء pick-up off drop test بالبداية بعد ذلك سيقوم بإجراء الفحوصات الزمنية .

التقييم هنا سوف يكون على pick up value ، هنا التقييم المتوقع هو 1.8 تم أخذ هذه القيمة من test object .

(Min and max تم أخذها من السماحيات)

وهنا Act إذا كانت القيمة الحقيقية تقع ضمن هذا المعدل فإن هذا الفحص سوف يتم تقييمه ناجح .

هنا سنحصل على قيمة drop off value وسوف نحصل على قيمة reset ratio ولكن لن يكون هناك أي تقييم لهاتين القيمتين ، إذا التقييم فقط لل pick-up value .

نبدأ الاختبار بالضغط على زر start - continue انتهى الاختبار نذهب أولا إلى صفحة pick-up off drop test لنشاهد فيما إذا كان المرحل اجتاز الاختبار بنجاح أم لا ؟



نشاهد هنا أن التقييم ناجح ، القيمة الطبيعية 1.8A ، القيمة الحقيقية 1.8A وبالتالي فإن هذا المرحل قد اجتاز الاختبار بنجاح drop off value = 1.703

RESET RATIO هي عبارة عن قيمة drop off value تقسيم Act. Pick-up value والنتيجة هي 0.9460 .

نذهب إلى characteristic test هنا أن جميع الفحوصات قد فشلت ، لنحقق في أسباب هذا الفشل Max. trip time = 510ms / Act = 515.8ms

إذا بما انها أعلى من Max. تم تقييمها على أساس انها فشلت ، وكذلك النقطة الثانية ، القيمة الحقيقية هي 518 اعلى من القيمة العليا التي تم احتساب السماحية الموجود في catalog مرحل الحماية عليها .

كذلك بالنسبة للمرحلة الثانية ، إذا تبين لنا أسباب فشل هذا الاختبار ، وهذا لا يدل على أن مرحل الحماية لا يعمل لأن هذه القيم قريبة جدا من قيمة السماحيات ولكن كشخص أقوم بفحص مرحلات الحماية لا يتوجب علي أن أقوم بتعديل السماحيات في الاختبار للحصول على نتائج نجاح ، كل ما علي فعله هو وضع التقرير في أيدي المسؤولين على أن المرحل قد أشتغل على هذه القيمة وهذه القيمة خارج المعلومات الفنية الموجودة في مرحل الحماية و المسؤولين سيقومون بالإجراء المناسب .

أنا كشخص علي أن أقوم بتحديد فيما إذا كان هذا المرحل يعمل ضمن المعلومات الفنية المحددة في catalog أم لا ؟

بعد ذلك أقوم بإغلاق هذا module إما بالضغط على X أو على Exit & return to test 1 ويمكن تغيير اسم هذا الفحص من الخصائص ممكن أسميه overcurrent test واضغط على OK .

وهكذا نكون قد انتهينا بعون الله وفضله من هذا الكتاب حيث سألت الله أن يعينني على جعل هذا الكتاب هي مرجع عملي حقيقي للمهندسين في شتى المجالات والأقسام كالحماية والاختبارات والتصميم والدراسات الهندسية وغيرها، ونكون قد نقلنا هذه المعرفة التي حصلنا عليها من سنين الخبرة العملية إلى من بعدنا من المهندسين ليبدأوا من حيث انتهى الأخرون...

هذا وما كان من توفيق فمن الله وحده، وما كان من خطأ أو سهو أو زلل أو نسيان فمني ومن الشيطان

والسلام عليكم ورحمة الله وبركاته

المراجع العربية :

1. نظم الحماية الكهربية للدكتور محمود الجيلاني
2. التركيبات والتصميمات الكهربية للدكتور محمود الجيلاني
3. هندسة القوى الكهربية للدكتور محمود الجيلاني
4. الوقاية في محطات المحولات للدكتور أحمد صفي الدين
5. دورة تدريبية في حماية الخطوط الهوائية للمهندس سمير زمزم
6. دورة تدريبية في حماية المحولات الكهربائية للمهندس سمير زمزم
7. أساسيات وتطبيقات في نظم الحماية لشبكات النقل للمهندس سمير زمزم
8. التوافقيات في الشبكات الكهربائية للدكتورة كاميليا يوسف
9. المحولات الكهربائية للدكتورة كاميليا يوسف
10. الوقاية في الشبكات الكهربائية للدكتورة كاميليا يوسف
11. نظم الحماية الكهربائية للمهندس وسيم دويكات
12. دورة جهاز اوميكرون CMC للمهندس محمد الفيومي
13. كتاب محولات التيار والجهد للمهندس محمد سرتي

المراجع الأجنبية :

1. Numerical Differential Protection ل Ziegler
2. Network Protection & Automation Guide
3. Relay Testing Handbook
4. Practical Power System and Protective Relays Commissioning
للمهندس عمر عطوه